

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.05.03 Технология геологической разведки
 (Геофизические методы исследования скважин)
 Отделение геологии

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
КОМПЛЕКС ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН ДЛЯ ДОРАЗВЕДКИ ДЕРЯБИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)

УДК 550.832-047.47:553.98(571.51)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2241	Сухарева Маргарита Дмитриевна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ростовцев В.В.	К.Г.-М.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ростовцев В.В.	К.Г.-М.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Маланина В.А.	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романцов И.И.	к. т. н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Геофизические методы исследования скважин	Лукин А.А.	К.Г.-М.Н.		

Планируемые результаты обучения

В результате обучения выпускник, обучающийся по специальности «Технология геологической разведки», специализации. «Геофизические методы исследования скважин» обязан получить универсальные компетенции и должен быть готовым применить математические, естественнонаучные, социально-экономические и инженерные знания в профессиональной деятельности (P1), должен уметь анализировать основные тенденции правовых, социальных и культурных аспектов инновационной профессиональной деятельности, демонстрировать компетентность в вопросах здоровья и безопасности жизнедеятельности и понимание экологических последствий профессиональной деятельности (P2), учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности (P3). Специалист обязан владеть общепрофессиональными навыками и уметь идентифицировать, формулировать, решать и оформлять профессиональные инженерные задачи (P4), получить навык разрабатывать технологические процессы на всех стадиях геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых, (P5), умело и ответственно использовать инновационные методы, средства, технологии в практической деятельности, следуя принципам эффективности и безопасности технологических процессов в глобальном, экономическом, экологическом и социальном контексте (P6). Во время проектно-исследовательской деятельности должен применить знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей документации (P7). Выпускнику во время научно-исследовательской деятельности необходимо определять, систематизировать и получать необходимые данные с использованием современных методов, средств, технологий в инженерной практике (P8), планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов (P9).

В организационно-управленческой деятельности необходимо научиться эффективно работать индивидуально, в качестве члена команды по междисциплинарной тематике, а также руководить командой для решения профессиональных инновационных задач в соответствии с требованиями корпоративной культуры предприятия и толерантности (P10), проводить маркетинговые исследования и разрабатывать предложения по повышению эффективности использования производственных и природных ресурсов с учетом современных принципов производственного менеджмента, осуществлять контроль технологических процессов геологической разведки и разработки месторождений полезных (11).



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки (специальность) 21.05.03 Технология геологической разведки
(Геофизические методы исследования скважин)
Отделение геологии

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
_____ Ростовцев В.В.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломного проекта
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2241	Сухарева Маргарита Дмитриевна

Тема работы:

Проектирование комплекса ГИС для доразведки Дерябинского месторождения	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-геофизические материалы преддипломной практики (геология, данные работ ГИС, результаты интерпретации), цифровые материалы ГИС для специальной главы
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Общие сведения об объекте исследования. 2. Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования. 3. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований. 4. Основные вопросы проектирования. 5. Методические вопросы. 6. Использование ядерно-магнитного резонанса при исследованиях скважин. 7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. 8. Социальная ответственность.

Перечень графического материала	1. Обзорная карта района работ. 2. Общая изученность региона сейсморазведкой МОГТ-2D. 3. Сводный литолого-стратиграфический разрез Дерябинского месторождения. 4. Положение Дерябинского месторождения на фрагменте тектонической карты нефтегазоносных провинций Сибирской платформы. 5. Структурная карта по отражающему горизонту Ig1 в кровле неокомского клмнформного комплекса (K1 sd, K1 bk, K1 shr) (Масштаб 1:750 000). 6. Положение Дерябинского месторождения на фрагменте карты нефтегазоносности (Масштаб 1:1 500 000). 7. Схема песчанистости пласта Нх-IV Дерябинского месторождения. 8. Фрагмент временного сейсмогеологического разреза по региональному профилю ПР 4783017 (ПК 4000-24000). 9. Результаты интерпретации данных ГИС в целевом интервале по скважине Дерябинская 7. 10. Положение проектной скважины на структурной карте по ОГ Ig1 (кровля шуратовской свиты (K1shr)) (Масштаб 1:100 000). 11. Физико-геологическая модель в целевом интервале по скважине Дерябинская 7.
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Геологическая часть	Ростовцев В.В.
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения	Маланина В.А.
Социальная ответственность	Раманцов И.И.

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	26.02.2020 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ростовцев В.В.	Д.г.-м.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2241	Сухарева Маргарита Дмитриевна		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит: 132 страницы, 26 рисунков, 60 таблиц, 41 источник.

Ключевые слова: геофизические методы исследования скважин (ГИС); Дерябинское месторождение, оценка фильтрационно-емкостных свойств, оценка характера насыщения, проектирование комплекса ГИС, интерпретация данных.

Объектом исследования являются проектная скважина на Дерябинском месторождении.

Цель работы – проект на проведение геофизических исследований в скважинах на Дерябинском месторождении Красноярского края.

В процессе исследования проводился анализ геологического строения Дерябинского месторождения, результатов ранее проведенных ГИС; составлен проект геофизических работ с целью решения разведочных задач на месторождении.

В результате исследования был составлен проект геофизических исследований для доразведки Дерябинского месторождения, определены методы исследования скважины.

Область применения: результаты специальных исследований могут быть использованы при выделении и оценки характеристики коллекторов на месторождении Западной Сибири.

ESSAY

The final qualifying work contains: 132 pages, 26 figures, 60 tables, 41 sources.

Key words: geophysical methods for well research (GIS); Deryabinskoye field, assessment of reservoir properties, assessment of the nature of saturation, design of a GIS complex, data interpretation.

The object of research is the design well at the Deryabinskoye field.

The purpose of the work is a project for conducting geophysical surveys in wells at the Deryabinskoye field in the Krasnoyarsk Territory.

In the course of the study, an analysis was made of the geological structure of the Deryabinskoye field, the results of previously performed GIS; a geophysical project has been drawn up to solve exploration problems at the field.

As a result of the study, a geophysical research project was drawn up for additional exploration of the Deryabinskoye field, and well research methods were determined.

Scope: the results of special studies can be used to isolate and evaluate the characteristics of reservoirs in a field in Western Siberia.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АВПД – аномально высокое пластовое давление;
АК – акустический каротаж;
АО – автономный округ;
БК – боковой каротаж;
БКЗ – боковое каротажное зондирование;
ВНК – водонефтяной контакт;
ГВК – газоводяной контакт;
ГГК – гамма-гамма-каротаж;
ГГК-п – гамма-гамма-каротаж плотностной;
ГИС – геофизические исследования скважин;
ГК – гамма-каротаж;
ГОСТ – государственный стандарт;
ГРП – гидравлический разрыв пласта;
ГРР – геологоразведочные работы;
ГСМ – горюче-смазочные материалы
ДС – диаметр скважины;
ЕХРП – Енисей-Хатангский региональный прогиб;
ИК – индукционный каротаж;
КВ – кавернометрия;
КС – каротаж сопротивления;
КЭ – клещевой энцефалит;
МБК (БМК) – микробоковой каротаж;
МБУ – мобильная буровая установка;
МК (МКЗ) – микрокаротаж;
МОВ – метод отраженных волн;
МОГТ – метод общей глубинной точки;
НГО – нефтегазоносная область;
НГП – нефтегазоносная провинция;
НГР – нефтегазоносный район;
НКТ – нейтронный каротаж;
ННК-т – нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам;
ОБР – отработанный буровой раствор;
ОВПФ – опасные и вредные производственные факторы;

ОГ – отражающий горизонт;
ПБ – правила безопасности;
ПС – каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации;
ПТБ – правила техники безопасности;
ПТЭ – правила технической эксплуатации;
ПУЭ – правила устройства электроустановок;
РВ – радиоактивные вещества;
РК – радиоактивный каротаж;
СГК – спектральный гамма каротаж;
СК – сейсмокаротаж;
СНиП – строительные нормы и правила;
ТБО – утилизация твердых бытовых отходов;
УВ – углеводороды;
УЭС – удельное электрическое сопротивление;
ФГМ – физико-геологическая модель;
ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;
ЧС – чрезвычайная ситуация;
ЭДС – электродвижущая сила;
ЯМК – ядерно-магнитный каротаж;
ЯМР – ядерно-магнитный резонанс

ОГЛАВЛЕНИЕ

Список иллюстраций.....	11
Список таблиц.....	13
ВВЕДЕНИЕ	15
1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ	16
1.1. Географо-экономический очерк района работ	16
1.2. Геолого-геофизическая изученность района.....	19
1.2.1. Сейсморазведка.....	19
1.2.2. Глубокое бурение.....	22
2. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ	25
2.1. Стратиграфия и литология	25
2.2. Тектоника	34
2.3. Нефтегазоносность.....	39
2.4. Физические характеристики пород	46
2.5. Сейсмогеологическая модель месторождения	51
3. АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАНЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ.....	53
4. ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ.....	59
4.1. Задачи геофизических исследований	59
4.2. Обоснование объекта исследования.....	59
4.3. Физико-геологическая модель объекта исследования	62
4.4. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса.....	65
5. МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ.....	69
5.1. Методика проектных геофизических работ	69
5.1.1. Применяемая аппаратура и оборудование	72
5.1.2. Метрологическое обеспечение	77
5.2. Интерпретация геофизических данных	78
5.2.1. Определение исходных геофизических параметров	78
5.2.2. Выделение коллекторов и определение эффективных толщин	80
5.2.3. Определение ФЕС.....	80
5.2.4. Оценка запасов.....	82
6. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЯДЕРНО-МАГНИТНОГО РЕЗОНАНСА ПРИ ИССЛЕДОВАНИЯХ СКВАЖИН.....	83

6.1. Основные геолого-геофизические задачи, решаемые методом ЯМК.....	83
6.2. Основы ЯМК.....	83
6.2.1. Основы теории ЯМР	84
6.3. Пористость	85
6.4. Зонды ЯМК	90
6.5. ЯМК в скважине.....	90
6.5.1. Общая пористость.....	91
6.5.2. Выявление газа в глинистых песчаниках	92
6.5.3. Каротаж связанных флюидов	94
6.6. Аппаратура ЯМК.....	95
6.7. Заключение ЯМК	98
7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	100
7.1. Техничко-экономическое обоснование продолжительности работ по проекту	100
7.2. Смета расходов на проектируемые работы	105
8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	109
8.1. Введение.....	109
8.2. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	110
8.2.1. Специальные нормы трудового законодательства	110
8.2.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	110
8.3. Производственная безопасность.....	112
8.4. Анализ вредных производственных факторов	113
8.4.1. Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению	118
8.5. Экологическая безопасность	123
8.6. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	125
8.7. Заключение	126
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	127
ЛИТЕРАТУРА	129

Список иллюстраций

№ п/п	Наименование иллюстрации	Стр.
1.	Рис. 1.1 Обзорная карта района работ	17
2.	Рис. 1.2 Общая изученность региона сейсморазведкой МОГТ-2D	20
3.	Рис. 2.1 Сводный литолого-стратиграфический разрез Дерябинского месторождения	27
4.	Рис. 2.2 Положение Дерябинского месторождения на фрагменте тектонической карты нефтегазоносных провинций Сибирской платформы	35
5.	Рис. 2.3 Структурная карта по отражающему горизонту $I_{г1}$ в кровле неокомского клмнформного комплекса (K1 sd, K1 bk, K1 shr) (Масштаб 1:750 000)	37
6.	Рис. 2.4 Положение Дерябинского месторождения на фрагменте карты нефтегазоносности (Масштаб 1:1 500 00)	40
7.	Рис. 2.5 Схема песчанистости пласта Нх-IV Дерябинского месторождения	50
8.	Рис. 2.6 Фрагмент временного сейсмогеологического разреза по региональному профилю ПР 4783017 (ПК 4000-24000)	52
9.	Рис. 3.1 Результаты интерпретации данных ГИС в целевом интервале по скважине Дерябинская 7	58
10.	Рис. 4.1 Положение проектной скважины на структурной карте по ОГ $I_{г1}$ (кровля шуратовской свиты (K1 shr)) (Масштаб 1:100 000)	61
11.	Рис. 4.2 Физико-геологическая модель в целевом интервале по скважине Дерябинская 7	63
12.	Рис. 5.1 Внешний вид прибора K1A-723-M [5]	72
13.	Рис. 5.2 Внешний вид прибора СРК-43 [6]	73
14.	Рис. 5.3 Внешний вид аппаратуры акустического каротажа 4АКД-К-76 [6]	74
15.	Рис. 5.4 Внешний вид каверномера - профилемера скважинного 4СКП [6]	75
16.	Рис. 6.1 Основы теории ЯМР	85
17.	Рис. 6.2 Межзерновая пористость	86
18.	Рис. 6.3 «Хорошая вода» и «Плохая вода»	87
19.	Рис. 6.4 Межслойная вода и гидроксильные группы в структуре глин	87
20.	Рис. 6.5 Нефть в поровом пространстве гидрофильной породы	88
21.	Рис. 6.6 Величины, измеряемые зондами ЯМК при определении пористости	89
22.	Рис. 6.7 Распределение времен T_2 при ЯМК	90

23. Рис. 6.8 Кривая общей пористости по данным комплексного прибора	92
24. Рис. 6.9 Выявление газоносных интервалов с использованием общей пористости CMR и пористости по плотностному каротажу	93
25. Рис. 6.10 Комплексирование данных CMR с данными геохимического каротажа зондом ECS	95
26. Рис. 6.11 Внешний вид прибора CMR-Plus	95

Список таблиц

№ п/п	Наименование таблиц	Стр.
1.	Таблица 1.1 Сведения об изученности поисково-разведочным бурением месторождений углеводородного сырья на территории исследований	22
2.	Таблица 1.2 Фонд скважин, пробуренных за счет средств госбюджета СССР в 1976-1985 гг. в пределах Дерябинского газоконденсатного месторождения	23
3.	Таблица 1.3 Виды и объемы выполненных работ и исследований в пределах Дерябинского месторождения	24
4.	Таблица 2.1 Стратиграфические разбивки Дерябинского месторождения	32
5.	Таблица 2.2 Петрофизическая характеристика по плотности осадочных пород [3]	47
6.	Таблица 2.3 Петрофизическая характеристика по плотности осадочных пород [3]	47
7.	Таблица 3.1 Литолого-стратиграфическое расчленение разреза в скважине 7 Дерябинского месторождения	54
8.	Таблица 3.2 Удельное сопротивление вод	55
9.	Таблица 4.1 Литолого-стратиграфическая разбивка в проектной скважине Дерябинская 16	60
10.	Таблица 4.2 Комплекс геофизических методов в проектной скважине 16	68
11.	Таблица 5.1 Каротажные методы и их основное применение	69
12.	Таблица 5.2 Основные физические параметры К1А-723-М	72
13.	Таблица 5.3 Основные технические характеристики К1А-723-М	73
14.	Таблица 5.4 Измеряемые параметры прибора СРК-43	74
15.	Таблица 5.5 Общие технические данные прибора СРК-43	74
16.	Таблица 5.6 Измеряемые параметры прибора 4АКД-К-76	75
17.	Таблица 5.7 Общие технические данные прибора 4АКД-К-76	75
18.	Таблица 5.8 Измеряемые параметры каверномера 4СКП	76
19.	Таблица 5.9 Общие технические данные каверномера 4СКП	76
20.	Таблица 5.10 Техническая характеристика инклинометров КИТ и КИТА	77
21.	Таблица 5.11 Зависимость характера насыщения коллекторов от параметра насыщения	82
22.	Таблица 6.1 Характеристики измерений прибором CMR-Plus	97
23.	Таблица 6.2 Механические характеристики прибором CMR-Plus	97

24. Таблица 7.1 Расчёт затрат времени	101
25. Таблица 7.2 Расчёт затрат труда	102
26. Таблица 7.3 Зарплата промыслово-геофизической партии	104
27. Таблица 7.4 Поэтапный план работ	104
28. Таблица 7.5 Сметные расчеты по видам работ (форма СМ-5), комплексной геофизической партии для одной скважины	105
29. Таблица 8.1 Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при проведении геофизических исследований скважин	113
30. Таблица 8.2 Оптимальные величины и фактические показатели климата в рабочей зоне производственных помещений при работе в компьютерном помещении ГОСТ 12.1.005-88 [31] и СанПиН 2.24.548-96 [32]	115
31. Таблица 8.3 Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня ГОСТ (12.1.003–2014)	116
32. Таблица 8.4 Нормы искусственного освещения [СП 52.13330.2011] [22]	117
33. Таблица 8.5 Мощность эквивалентной дозы, используемая при проектировании защиты от внешнего ионизирующего излучения	122
34. Таблица 8.6 Критерии загрязненности земель после рекультивации	124

ВВЕДЕНИЕ

Объектом исследования настоящего дипломного проекта является Дерябинское месторождения, расположенное на территории Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района Красноярского края (рис. 1), открытое в 1976 г., геологическое строение которого описано в разделе 2.1.

Основными методами изучения геологического строения в пределах исследуемой территории являются сейсморазведка и глубокое бурение.

Целевым назначением проекта является выбор комплекса геофизических исследований для проектной скважины, закладываемой на локальном Дерябинском поднятии с целью дорозведки месторождения. Так же, в задачи, поставленные перед проектным комплексом ГИС, входят: расчленение разреза и выделение коллекторов, оценка их фильтрационно-емкостных свойств и характера насыщения.

При изучении геологического строения Енисей-Хатангского регионального прогиба и Дерябинского месторождения были выполнены следующие основные виды исследований: сбор, анализ и систематизация архивных геолого-геофизических материалов, описание лито-стратиграфического разреза и коллекторских свойств продуктивных пластов, интерпретация данных ГИС и оценка запасов.

Данным проектом предусматривается рассмотрение особо опасных условий проведения работ и предложение мероприятий по обеспечению безопасных условия жизнедеятельности. Кроме того, проведение экономических расчетов затрат на проведение комплекса геофизических работ.

В специальной главе представлен анализ геофизического метода, применяемого для выделения и точной оценки характеристики коллекторов на месторождении Западной Сибири.

Формирование проекта и его общая редакция выполнена техником 1 категории Сухаревой М.Д.

1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ

1.1. Географо-экономический очерк района работ

Географическое расположение. Район исследований находится за Полярным кругом, расположен на Северо-Сибирской низменности и относится к Центральному (Таймырскому) сектору Арктики (рис.1.1).

Административная подчиненность. В административном отношении район работ расположен на территории Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района (ТМР) Красноярского края с центром в г. Дудинка. Общая площадь территории ТМР составляет 879,9 тыс. км², включает в себя городские поселения Дудинка, Диксон, сельские поселения Караул и отдельные фактории. Расстояние от г. Дудинка до краевого центра г. Красноярск – 2028 км.

Гидросеть. Территория исследований включает самую восточную часть Обь-Енисейского междуречья. Хорошо развитая речная сеть района относится к бассейну Карского моря. Крупные реки Енисей и Пясина пересекают с юга на север центральную часть Таймырского муниципального района и впадают в собственные эстуарии (затопленные морем речные долины - Енисейский, Пясинский заливы) несколькими протоками. Вода в водоемах Таймыра холодная и даже летом редко превышает плюс 10-12°C. Ледяной покров рек и озер, выдерживающий технику на водоемах и определяющий продолжительность полевого периода, существует с декабря по май.

Климат. Район принадлежит к Сибирскому климатическому району Арктики с продолжительной зимой, сильными морозами и ветрами, коротким холодным и дождливым летом. Переходные периоды очень короткие, особенно весна. Продолжительность зимы от 235 дней на юге до 285 дней на севере. Осадков выпадает мало, менее 400 мм в год. На широте г. Дудинки полярный день длится 68 сут, полярная ночь – 45 сут. Существенное влияние на формирование климата оказывает близость холодного Карского моря, а также огражденность с юго-востока плато Путорана. Среднегодовая температура имеет отрицательное значение – от минус 5⁰С на юге территории, до минус 11⁰С на севере. Продолжительность безморозного периода с июня по сентябрь со среднесуточной температурой плюс 7,8°C на широте г. Дудинка составляет 116 дней, с отрицательными температурами – 249 дней со средней температурой минус 18,3°C. Максимум температуры воздуха бывает в июле и августе, когда она поднимается до плюс 32°C, минимум температуры зафиксирован в январе-феврале на отметке минус 62°C.



Рис. 1.1 Обзорная карта района работ

Природные зоны, флора и фауна. Рассматриваемая территория расположена в тундровой зоне и частично - в зоне лесотундры. В долинах рек и в понижениях рельефа встречаются низкорослые кустарники и стелющиеся формы деревьев. Типичные для тундры животные: лемминг, песец, куропатка, белая сова, заяц-беляк, россомаха, полярный волк, северный олень. В водоемах тундры обитает много рыбы, но ее видовое разнообразие невелико, чуть более 40 видов (преобладают лососевые).

Население. Таймырский Долгано-Ненецкий МР Красноярского края по составу населения многонационален. Проживает около 40 национальностей и народностей. Около 75% населения составляют русские и украинцы. Большая часть населения проживает в городах. Районный центр Таймырского МР - город Дудинка с численностью населения около 27 000 человек. Территория Таймырского муниципального района является исконным местом проживания коренных малочисленных народов Севера: ненцев, долган, нганасан, энцев, эвенков, самые многочисленные из них ненцы, долгане. Плотность населения Таймырского МР всего 0,04 человека на км².

Промышленная инфраструктура. Промышленный комплекс Таймырского района включает в себя горнодобывающую, топливную, полиграфическую и пищевую промышленность. В структуре экономики Таймырского района вес горнодобывающей отрасли составляет более 80%. Основные горнодобывающие предприятия сконцентрированы в Норильском промышленном районе и ориентированы, главным образом, на добычу и переработку медно-никелевых руд. Практически все горнодобывающие и металлургические предприятия в Норильском промрайоне входят в состав Заполярного филиала ОАО «ГМК «Норильский никель»».

Добычу газа и газоконденсата ведут ОАО «Таймыргаз», ОАО «Норильскгазпром». ОАО «Таймыргаз» с 2003 г. ведет добычу газа на Пеляткинском газоконденсатном месторождении. ОАО «Норильскгазпром» разрабатывает Северо-Соленинское и Мессояхское газовые месторождения, расположенные на границе Таймырского района и Ямало-Ненецкого округа, а также Южно-Соленинское месторождение в Ямало-Ненецком округе. Все эксплуатируемые месторождения газа находятся на левом берегу р. Енисей. Добыча газа в объеме 4-5 млрд. м³ ведется для нужд г. Дудинки и Норильского промрайона.

Транспортные пути и нефтегазопроводы. На территории Таймырского района, между Норильском и Дудинкой, расположен аэропорт «Норильск» (Алыкель), принимающий все типы самолетов. В Дудинке, Диксоне имеются аэропорты для малой авиации. Помимо авиации, транспортная сеть внутри районов представлена морским, речным, железнодорожным и автомобильным транспортом.

На территории Таймырского района находятся два морских порта: Дудинский, Диксонский. С 1978 г. навигация в Дудинском порту стала круглогодичной, а порт начал перерабатывать более 5-7 млн. т. груза в год. Речная навигация по Енисею проходит с конца июня по сентябрь. По Енисею грузы из Красноярска и Енисейска доставляются в г. Дудинку и другие, более мелкие поселения на берегу Енисея, где оборудованы речные пристани. Железнодорожное и автомобильное (круглогодичное) сообщение существует только между гг. Дудинка и Норильск. В зимний период возможно передвижение вездеходного транспорта по временным дорогам-зимникам.

В регионе действует один магистральный газопровод (4 нитки) местного значения: Пелятка-Северо-Соленинское-Южно-Соленинское-Мессояха-Дудинка-Норильск, обеспечивающий газом г. Дудинку и Норильский промышленный район.

1.2. Геолого-геофизическая изученность района

Основными методами изучения геологического строения в пределах исследуемой территории являются сейсморазведка и глубокое бурение. Также в пределах территории работ выполнялись аэромагнитные и наземные гравиметрические съемки различных масштабов (главным образом, 1:1 000 000 и 1:200 000), а также электроразведочные работы различными методами. Эти работы выполнялись в регионе с начала 50-х годов и продолжаются по настоящее время.

1.2.1. Сейсморазведка

Исследуемое Дерябинское газоконденсатное месторождение расположено на территории Таймырского Долгано-Ненецкого национального округа Красноярского края на левом берегу реки Енисей (рис. 1.2)

Ближайший крупный населенный пункт – порт Дудинка, административный центр района, находится в 230 км южнее месторождения на правом берегу р. Енисей. В 160-200 км южнее Дерябинского месторождения расположены эксплуатируемые – Пеляткинское, Северо-Соленинское и Южно-Соленинское газоконденсатные месторождения, связанные газопроводом протяженностью 270 км с городами Дудинка и Норильск.

Работы на территории Таймырского Долгано-Ненецкого национального округа проводились с начала 60-х годов 20 века. Все работы можно, условно разделить на 3 этапа. На первом этапе (60-е - 80-е годы XX века), сейсмические исследования выполнялись методом МОВ с использованием аналоговых регистрирующих систем. Сейсморазведочные работы методом одно-двухкратного профилирования МОВ выполнялись в регионе Таймырской геофизической экспедицией (ныне - Таймырского



Рис. 1.2 Общая изученность региона сейсморазведкой МОГТ-2Д

района). Профилированием МОВ был охвачен в различной степени весь ЕХРП. Профили МОВ располагались, в основном, в пределах положительных структур I и II порядков. Считавшиеся неперспективными впадины и моноклинали, а также большая часть территории выходов пород доюрского возраста остались практически неизученными МОВ.

На начальной стадии эти работы имели региональный характер, а затем, после выявления крупных структур I-II порядков, работы МОВ стали площадными с целью выявления и подготовки локальных объектов, приуроченных, к крупным положительным структурам ЕХРП (Мессояхско-Малохетский, Балахнинский, Рассохинский, Владимировский мегавалы). С поисковыми скважинами, бурение которых сопровождало проведение сейсмических работ первого этапа, связаны и первые открытия – Мессояхское, Пеляткинское газоконденсатные месторождения.

Второй этап сейсморазведочных работ, стартовавший в 80-е годы, связан с началом использования методики многократных перекрытий (МОГТ), а также с внедрением цифровых систем регистрации и обработки. Самые ранние работы по методике ОГТ на исследуемой территории были проведены в 1982 г. на северном борту ЕХРП (Гольчихинская и Хабейская площади). Сейсморазведочные работы 80-х годов производились с применением взрывных источников, шаг между пунктами возбуждения составлял 100-200 метров, кратность прослеживания – 12-24. Улучшение технологических возможностей регистрации позволило перейти к кратности 24-48 к середине девяностых годов 20 века. Работы второго этапа производились как по региональной сети профилей, так и на локальных участках. Основной объем полевых работ МОГТ-2D (1982-2002 гг.) на севере Красноярского края выполнен Таймырской геофизической экспедицией.

Третий этап сейсморазведочных работ начался в 2004-2005 гг. и продолжается по настоящее время. Начало этого этапа связано с восстановлением интереса государства к проведению региональных ГРП на Таймыре. В рамках этих работ запланировано покрыть всю территорию ЕХРП сетью профилей МОГТ, отработанных по современной методике. Работы третьего этапа характеризуются кратностью 80-160, максимальными удалениями ПВ-ПП до 5 км, а также широким использованием невзрывных источников возбуждения (вибрационные - SVC-24/27, на более поздних этапах - Sercel Nomad-65, импульсные – Енисей КЭМ-2, КЭМ-4). В качестве регистрирующих систем основное применение нашли сейсмостанции Sercel, Input-Output. Специальные комплексы источников возбуждения и регистрирующих систем применяются при проведении работ в транзитных зонах и акваториях (р. Енисей, Хатанга, Хатангский и Енисейский заливы). Внедрение

невзрывных источников позволило значительно увеличить производительность полевых партий. Однако, качество получаемых таким образом материалов ниже по сравнению со взрывными источниками возбуждения, что, в некоторых случаях, не может быть скомпенсировано даже значительно повысившейся кратностью наблюдения, по сравнению с работами второго этапа. Общая изученность региона сейсморазведкой МОГТ-2D представлена на рисунке 1.2.

Плотность профилей МОГТ-2D в районе Дерябинского месторождения второго и третьего этапа работ составляет 0.6 км/км². Общий объем выполненных сейсморазведочных работ 1000 км. Материалы МОВ, отработанные в пределах месторождения в 60-80 гг. XX века к настоящему времени имеют лишь историческое значение и в современной интерпретации не используются.

1.2.2. Глубокое бурение

Всего на Таймыре пробурено более 100 скважин, причем основной объем буровых работ пришелся на 60-80 годы XX века (табл. 1.1). Точки заложения наиболее ранних скважин определялись по данным потенциальных геофизических методов и редкой сети профилей МОВ, в пределах крупных антиклинальных структур. Обоснование точек заложения более поздних скважин выполнялось в, основном с опорой на данные МОГТ-2D.

Таблица 1.1 Сведения об изученности поисково-разведочным бурением месторождений углеводородного сырья на территории исследований

№ п/п	Месторождения	год открытия	скв. первооткрывательница	скв. пробурена, год	кол-во пробуренных скв.	Сумм. объем проходки, м
1	Нижнехетское (газовое)	1965	1	1965	4	5509
2	Зимнее (газовое)	1966		1966	6	13161
3	Мессояхское (газовое)	1966	1	1966	11	14320
4	Джангодское (газовое)	1968	1	1968	5	11947
5	Казанцевское (газовое)	1969	1	1969	4	11287
6	Озерное (газовое)	1969	1	1969	10	29179
7	Пеляткинское (газоконденсатное)	1969	2	1969	14	33316
8	Южно-Соленинское (газоконденсатное)	1969	3	1969	13	35595
9	Северо-Соленинское (газоконденсатное)	1971	13	1971	13	32610
10	Дерябинское (газоконденсатное)	1976	2	1976	15	45167
11	Хабейское (газовое)	1981	1	1981	3	7147

№ п\п	Месторождения	год открыт ия	скв. первооткрывател ьница	скв. пробуре на, год	кол-во пробурен ных скв.	Сумм. объем проход ки, м
12	Нанадянское (газовое)	1989	310	1989	1	3687
13	Пайяхское (нефтяное)	1990	1	1990	9	21916
14	Новосоленинское (газонефтяное)	2000	34	2000	3	8270
15	Ушаковское (газоконденсатное)	1986	1	1986	8	22844
16	Яровское (газовое)				2	6868
17	Байкаловское (нефтегазоконденсатное)	2008	1	2008	4	12580
18	Агапское (Кубинское) (газоконденсат)	2016	2	2016	2	6700

Дерябинское поднятие было подготовлено к глубокому бурению сейсморазведочными работами МОВ, проведенными в 1971-1972 гг. в объеме 294,9 пог. км с плотностью сейсмопрофилей 0,52 пог. км/км². Основной объем бурения был выполнен в период с 1976 по 1983 гг.

По результатам сейсморазведочных работ МОГТ, выполненных в 1983-1985 гг., в непосредственной близости к западу от месторождения была выявлена АТЗ (аномалия типа залежь), для изучения которой пробурена скважина Дер-15, в результате испытания которой новых залежей УВ не обнаружено. Всего на Дерябинском месторождении за счёт средств госбюджета пробурено 1 параметрическая и 14 поисково-разведочных скважин, общий метраж бурения составил 45217 м. Объемы выполненного глубокого бурения, состояние фонда скважин и объёмы выполненных работ и исследований на месторождении приведены в таблице 1.2 и в таблице 1.3.

Таблица 1.2 Фонд скважин, пробуренных за счет средств госбюджета СССР в 1976-1985 гг. в пределах Дерябинского газоконденсатного месторождения

Скважины и их назначение	№ скважин	Общий метраж скважин, м
Параметрические	1	2899
Поисковые	2,3,4,5,6,7,8,9,10,15	30682
Разведочные	11, 12,13,14	11636
-ликвидированные по геологическим причинам	4,5	6557
-ликвидированные по техническим причинам	1,8	5750
ВСЕГО:	15	45217

Таблица 1.3 Виды и объемы выполненных работ и исследований в пределах Дерябинского месторождения

Год	Виды работ	Результаты
1970-1971	Поисковые работы МОВ М 1:200000	Выявлено Дерябинское поднятие
1971-1972	Детальная сейсморазведка МОВ М 1:100000	Подготовлено и передано под бурение Дерябинское поднятие
1976	Параметрическое бурение	Аварийный выброс газа с конденсатом.
1977	Начало поискового бурения	Заложена скважина №2
1979	Закончена испытанием скв. № 2	Открыты газоконденсатные залежи в шуратовской свите
1977-1983	Поисковое бурение	Пробурено 11 скважин. Оконтурены. Подготовлены материалы для подсчета запасов
1983	Подсчет запасов	Утверждение запасов газа и конденсата на ГКЗ СССР. По открытым источникам Дерябинское месторождение имеет балансовые запасы газа по категории С ₁ – 50,6 млрд м ³ , по категории С ₂ –4,9 млрд м ³ . Запасы конденсата соответственно 5,1 млн т и 0,5 млн т. Месторождение подготовлено к промышленному освоению
1983-1985	Выполнены работы 2D- сейсморазведки в объёме 400 км. М 1:100 000	Уточнён структурный план целевых отложений
1984-1989	Разведка месторождения. Переинтерпретация материалов 2D– сейсморазведки	Пробурено 4 скважины, уточнена модель месторождения
1989	Консервация	Месторождение законсервировано в ожидании инвесторов

2. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1. Стратиграфия и литология

Осадочный чехол в пределах месторождения типичен для северо-восточной части Западно-Сибирской плиты и сложен мезозойско-кайнозойскими отложениями, залегающими на разновозрастных породах доюрского основания. На Дерябинской площади максимальная глубина вскрытия осадочного чехла составляет 3505 м в скважине Дерябинская 9 (забой скважины находится в отложениях леонтьевской свиты средней юры) и 3507 м в скважине Дерябинская 5 (забой скважины находится в отложениях малышевской свиты средней юры).

Сводный лито-стратиграфический разрез Дерябинского месторождения представлен на рисунке 2.1. Стратиграфические разбивки разрезов скважин приведены в таблице 2.1. Ниже дана литолого-стратиграфическая характеристика вскрытой толщи.

Юрская система. Средний отдел. В среднеюрское время рассматриваемая территория представляла собой морской бассейн, к которому с юга и с севера примыкали аккумулятивные равнины Средне-Сибирской и Таймырской суш. В разрезе средней юры выделено четыре свиты: лайдинская, вымская, леонтьевская, малышевская. Полностью скважиной Дерябинская 9 вскрыты отложения малышевской свиты и частично леонтьевской.

Л е о н т ь е в с к а я с в и т а (J_2ln) (верхи нижнего – низы верхнего байоса). На месторождении вскрыта только в скважине Дерябинская 9. Представлена свита морскими буровато-серыми, тонко-отмученными глинами и темно-серыми аргиллитами с тонкими прослоями алевролитов. Алевролиты серые, очень плотные, местами известковистые, с прослоями и волнистыми линиями глинистого алевролита, встречаются участки, обогащенные растительным детритом, слюдистым материалом (скважина 9, интервал 3495-3505 м). Вскрытая мощность отложений в скважине Дерябинская 9 составляет 80 м (интервал 3425–3505 м).

М а л ы ш е в с к а я с в и т а (J_2ml) (низы верхнего байоса – низы верхнего бата) характеризуется ритмичным чередованием пачек алевролитов, песчаников и аргиллитов, мощность которых меняется от 5 до 20 м. В средней части разреза наблюдается резкое возрастание доли известковистых разностей. Песчаники морского, прибрежно- и мелководно-морского происхождения светло-серые, однородные, мелкозернистые, с тонкой горизонтальной, линзовидной и волнистой слоистостью. В скважине Дерябинская 9 в интервале 3338-3372 м песчаник с сильным запахом углеводорода. Аргиллиты темно-

серые до черных, плотные, в разной степени алевритистые. В породах отмечены прослои угля, обломки древесины, обугленный детрит, раковины двустворок. Мощность малышевской свиты в разрезе скважины Дерябинской 9 составляет 205 м (интервал 3220-3425 м).

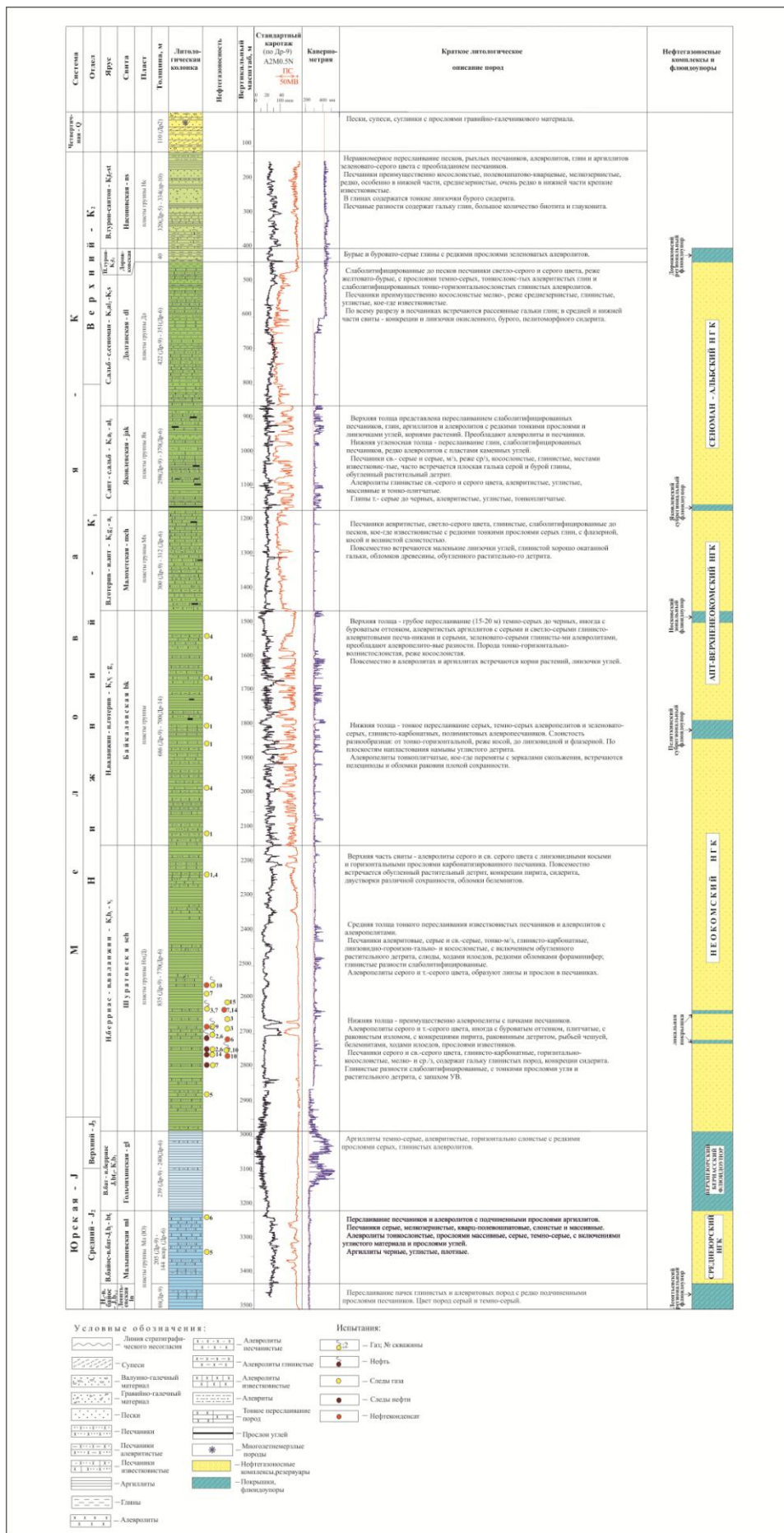


Рис. 2.1 Сводный литолого-стратиграфический разрез Дерябинского месторождения

Верхний отдел юрской системы – нижний отдел меловой системы.

Г о л ь ч и х и н с к а я с в и т а (J_2-K_1gl) (верхи верхнего бата – низы берриаса). На последней стратиграфической схеме в объеме верхов верхнего бата – низов берриаса выделена гольчихинская свита [1]. Ранее здесь выделялись точинская, сиговская и яновстанская свиты.

Свита сложена преимущественно глинистыми породами с незначительным количеством прослоев алевролитов. Аргиллиты темно-серые, почти черные, часто тонкоплитчатые с прослоями темно-серых глинистых алевролитов, а также углистого и глинисто-слюдистого материала, с включениями сидерита, пирита и пиритизированных водорослей. Алевролиты темно-серые, глинистые, со скоплениями пластинок слюды на поверхности напластования. По всему разрезу наблюдаются точечные включения пирита. В скв. Дер-9 в алевролитах обнаружены единичные двустворки (на глубине 3169,5 м - крупная, на глубине 3170,0 м - мелкая), обломки и отпечатки аммонита. Мощность свиты в пределах Дерябинском месторождения изменяется от 284 до 370 м.

Меловая система *Нижний отдел* Отложения согласно перекрывают юрские отложения; представлены в полном стратиграфическом объеме. В разрезе меловых отложений снизу вверх наблюдается последовательная смена фациального и литологического состава пород от морских к лагунно-континентальным, дельтовым и континентальным, сформированным в нижнемеловом периоде, к морским в верхнем мелу. В отложениях нижнего мела выделяются нижнехетская (шуратовская), суходудинская (байкаловская), малохетская и яковлевская свиты.

Ш у р а т о в с к а я свита ($K_1 shr$) (берриас – низы нижнего валанжина) сложена преимущественно глинами с пластами песчаников в основании и кровле, характеризуется клиноформным строением. В разрезе свиты обособляются пять линзовидных песчаных тел, залегающих кулисообразно, толщина которых меняется от 3 до 38 м. При этом нижние пласты (Нх-IV, Нх-V), облекая свод структуры, распространены на значительной площади и замещаются глинистыми породами на восточном склоне. Верхние пласты прослеживаются только на западном склоне поднятия. Аргиллиты темно-серые до черных, тонкослоистые, плитчатые, редкие пиритизированные растительные остатки (скв Дер-9 инт. 2390-2420 м). Алевролиты с примесью песчаного материала, представленного в виде светлых линзочек карбонатных. Содержит обильную фауну двустворок плохой сохранности и обугленный пиритизированный растительный детрит (скв. Дер-9 инт. 2260-2287 м). Песчаники с запахом УВ алевроитовые, светло-серые, слабо слюдистые, местами карбонатные, с обильной примесью темного алевроито-глинистого материала, придающего

породе линзовидно-волнистый облик. Часто песчаники интенсивно переработаны ходами роющих организмов (скв. Дер-9 инт. 2260-2287 м, скв. Дер-14 инт. 2607,9-2622,1 м). Мощность свиты в пределах Дерябинского месторождения изменяется от 616 до 751 м.

Б а й к а л о в с к а я с в и т а ($K_1 bk$) (верхи нижнего валанжина – низы готерива) сложена ритмичным чередованием алевролитов и песчаников с пачками буроватых глин и с редкими пластами углей (мощность до 725 м). Возраст верхней границы этой части разреза «скользит» от раннего до позднего готерива. Отложения формировались в условиях прибрежной зоны от подводных конусов выноса до регрессивных песков морского побережья, в результате чего меняется и соотношение алевропесчаных и алевропелитовых разностей пород. В разрезе свиты выделяется 10-15 проницаемых пластов толщиной до 60 м, разделенных глинистыми перемычками мощностью до 40 м. Песчаники светло-серого и серого цвета, иногда с зеленоватым оттенком, мелко-среднезернистые, глинистые, прослоями известковистые и каолинизированные. В верхней части разреза присутствуют слабосцементированные разности. Слоистость пород косая, волнистая, линзовидная, реже горизонтальная. Алевролиты серые, буровато-серые в зависимости от содержания глинистого и углистого материала, с линзами и прослоями мелкозернистого песчаника и аргиллита. Песчаники и алевролиты преимущественно хорошей сортировки, аркозовые, цементируются слюдисто-глинисто-каолинитовым и карбонатным материалом. В песчаниках часто наблюдаются угловатые обломки темно-серых аргиллитов, пропластки и линзовидные включения углисто-глинистого материала и обугленного детрита. Аргиллиты темно-серые, в различной степени алевролитистые, зачастую содержат линзы, прослои алевролитов и песчаников более светлого цвета. В аргиллитах много растительных остатков, конкреций и включений сидерита, обломков обугленной древесины. Глинистая часть состоит из гидрослюды, хлорита, каолинита. В средней части свиты выделяются так называемые «пеляткинские слои» - регионально выдержанная глинистая пачка, мощность которой около 90 м. К кровле пеляткинской пачке приурочен отражающий горизонт Ig. Мощность свиты в пределах Дерябинского месторождения изменяется от 669 до 723 м.

М а л о х е т с к а я с в и т а ($K_1 mch$) (верхи готерива – нижний апт). Свита сложена преимущественно песчаниками с подчиненным содержанием алевролитов и алевролитистых аргиллитов. В глинистых и алевролитистых пачках, мощность которых меняется от 5 до 25 м, отмечаются прослои и пропластки бурых углей мощностью до 2 м. Присутствуют линзы и прослои мелкогалечных конгломератов и гравелитов. Проницаемые породы образуют прослои и пачки мощностью от 5 до 60 м. Мощность свиты в пределах

Дерябинского месторождения изменяется от 294 до 375 м.

Яковлевская свита (K_{1jak}) (средний апт – низы среднего альба). Свита сложена чередованием глинисто-алевритистых и песчано-алевритистых пород с преобладанием глинистых разностей. Глины и алевролиты чередуются между собой, образуя характерные тонкослоистые породы. Глинистые породы представлены аргиллитоподобными глинами и углистыми тонкоплитчатыми аргиллитами. Чередование пачек неравномерное. Генетически свита связана с аллювиальной частью континентальных отложений и отложениями надводных дельтовых равнин. Пласты песчаников не выдержанны по мощности даже в пределах одной площади. Песчаные разности пород в основном слабосцементированные, но присутствуют единичные прослои крепких известковистых песчаников, отмечаются песчаные сидериты. Характерной особенностью отложений является наличие прослоев углей различной мощности. Отличительной особенностью разреза яковлевской свиты является наличие прослоев углей мощностью 2-4 м, выделяемых внутри глинисто-алевритовых пачек. Для отложений характерны различные виды слоистости - от тонко-горизонтальной до косой, линзовидно-волнистой. Мощность свиты в пределах месторождения 286-376 м.

Нижний - верхний отдел. Долганская свита (K_{1-2dl}) (верхи среднего альба – средний сеноман. Отложения прибрежно-морского и прибрежно-континентального генезиса – неравномерно переслаивающиеся слаболитифицированные песчаники, практически пески, аргиллитоподобные глины, аргиллиты и алевролиты с прослоями и линзами углей, обломками древесины, известковых и сидеритовых песчаников, известняков. Алевроито-глинистые породы слагают невыдержанные по мощности и по простиранию пласты. Цвет пород варьирует от светло-серого до черного. Песчаники мелко- среднезернистые часто алевритистые, от рыхлых до уплотненных, слюдистые, прослоями каолинизированные, кварц-полевошпатового состава. Алевролиты и глины серые, темно-серые с зеленоватым оттенком, тонкослоистые, частично каолинизированные. В песчаниках встречаются известковые и сидеритовые конкреции. Для пород характерно наличие обломков древесины, галек глин. Мощность долганской свиты в пределах месторождения 348-442 м.

Верхний отдел. Генетическая характеристика отложений верхнего мела довольно однообразная. Нижнемеловая регрессия сменилась обширной туронской трансгрессией, и формирование верхнемеловых отложений происходило в условиях чередования кратковременных трансгрессий и регрессий моря. Залегание пород, в основном, согласное.

Д о р о ж к о в с к а я с в и т а (K_2dr) (ранний турон) является регионально выдержанной в пределах западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба. Сложена преимущественно глинистыми отложениями с прослоями алевритов. Изредка присутствуют прослои песчаников или песков. Для отложений характерна горизонтальная, пятнистая, флюидальная слоистость, текстуры взмучивания и оползания осадков. Мощность свиты в основном меняется в пределах 40-47 м.

Н а с о н о в с к а я с в и т а (K_2ns) (поздний турон-сантон) представлена преимущественно алевритами, переслаивающимися с пачками и прослоями глин, песков и песчаников, иногда ракушнякав и фосфоритов. Накопление отложений насоновской свиты происходило в прибрежно-морских условиях на приливно-отливных равнинах. Мощность отложений 279-320 м.

Четвертичные отложения (Q) на месторождении вскрыты повсеместно. Они с размывом залегают на различные породы ниже-верхнего отделов мела, и представлены флювиогляциальными осадками зандровых равнин. Это пески, супеси, суглинки, содержащие галечники и валуны, плохо сортированные, серого и светло-серого цвета. Мощность осадков меняется от 100 м (Дер-10) до 120 м (Дер-5).

Таблица 2.1 Стратиграфические разбивки Дерябинского месторождения

Свита	Возраст	1/14,2 м (№ скв/альт)		2/28, 8 м (№ скв/альт)		3/18,0 м (№ скв/альт)		4/30 м (№ скв/альт)		5/43,8 м (№ скв/альт)	
Четвертичные	Q			0-110	110	0-108	108	0-118	118	0-120	120
Танамская	K ₂ m										
Салпадаяхская	K ₂ km										
Насоновская	K ₂ t ₂ .st			110-415	305	108-387	279	118-413	295	120-440	320
Дорожковская	K ₂ t ₁			415-455	40	387-428	41	413-453	40	440-480	40
Долганская	K ₁₋₂ al ₂ -s	-860		455-869	414	428-870	442	453-801	348	480-855	375
Яковлевская	K ₁ a ₂ -al ₂	860-1157	297	869-1185	316	870-1156	286	801-1110	309	855-1214	359
Малохетская	K ₁ g ₁ -a ₁	1157-1451	294	1185-1489	304	1156-1453	297	1110-1485	375	1214-1521	307
Байкаловская	K ₁ v ₁ -g ₁	1451-2148	697	1489-2184	695	1453-2135	682	1485-2173	688	1521-2190	669
Шуратовская	K ₁ b ₁ -v ₁	2148-2899	751 в	2184-2800	616 в	2135-2814	679 в	2173-2884	711	2190-2937	747
Гольчихинская	J ₂ bt ₃ ² -K ₁ b ₁							2884-2980	96 в.	2937-3313	376
Малышевская	J ₂ b ₂ ² -bt ₃ ¹									3313-3507	194 в
Леонтьевская	J ₂ b ₁₋₂										
Забой		2899		2800		2814		3050		3507	
Свита	Возраст	6/41,1 м		7/41,4 м		8/8,9 м		9/33,1 м		10/33,2 м	
Четвертичные	Q									0-100	100
Танамская	K ₂ m										
Салпадаяхская	K ₂ km										
Насоновская	K ₂ t ₂ .st	-428						-400		100-434	334
Дорожковская	K ₂ t ₁	428-468	40					400-440	40	434-471	37
Долганская	K ₁₋₂ al ₂ -s	468-819	351	-842		-807		440-862	422	471-879	408
Яковлевская	K ₁ a ₂ -al ₂	819-1189	370	842-1177	335	807-1199	392	862-1160	298	879-1209	330
Малохетская	K ₁ g ₁ -a ₁	1189-1501	312	1177-1527	350	1199-1498	299	1160-1460	300	1209-1529	320
Байкаловская	K ₁ v ₁ -g ₁	1501-2196	695	1527-2227	700	1498-2188	690	1460-2146	686	1529-2232	703
Шуратова	K ₁ b ₁ -v ₁	2196-2922	726	2227-2927	700 в	2188-2833	645 в	2146-2850	704	2232-2880	648 в
Гольчихинская	J ₂ bt ₃ ² -K ₁ b ₁	2922-3206	284					2850-3220	370		
Малышевская	J ₂ b ₂ ² -bt ₃ ¹	3206-3290	84 в.					3220-3425	205		
Леонтьевская	J ₂ b ₁₋₂							3425-3505	80 в.		
Забой		3350		2960		2891		3505		2905	

Продолжение таблицы 2.1

Свита	Возраст	11/17,1 м (№ скв/альт)		12/22,9 м (№ скв/альт)		13/23,6 м (№ скв/альт)		14/31,1 м (№ скв/альт)		15/29,2 м (№ скв/альт)	
Четвертичные	Q										
Танамская	K ₂ m										
Салпадаяхская	K ₂ km										
Насоновская	K ₂ t ₂ -st										
Дорожковская	K ₂ t ₁										
Долганская	K ₁₋₂ a ₁₂ -s	-837		-874		-834		-882		-844	
Яковлевская	K ₁ a ₂ -a ₁₂	837-1213	376	874-1221	347	834-1164	330	882-1230	348	844-1199	355
Малохетская	K ₁ g ₁ -a ₁	1213-1527	314	1221-1529	308	1164-1510	346	1230-1540	310	1199-1504	305
Байкаловская	K ₁ v ₁ -g ₁	1527-2230	703	1529-2216	687	1510-2223	713	1540-2240	700	1504-2227	723
Шуратовская	K ₁ b ₁ -v ₁	2230-2917	687 в	2216-2885	669 в	2223-2850	627 в	2240-2903	663 в	2227-2772	545 в
Гольчихинская	J ₂ bt ₃ ² -K ₁ b ₁										
Малышевская	J ₂ b ₂ ² -bt ₃ ¹										
Леонтьевская	J ₂ b ₁₋₂										
Забой		2917		2910		2906		2903		2850	

2.2. Тектоника

Единое, принятое во всех организациях, ведущих работы на севере Красноярского края, тектоническое районирование рассматриваемой территории отсутствует.

В современном структурном плане среднеюрских отложений в пределах Енисей-Хатангского регионального прогиба выделяются структуры: Центральнo-Таймырский мегапрогиб, Рассохинский мегавал и Танамско-Малохетский мегавал. Фрагмент тектонической карты представлен на рисунке 2.2.

Центральнo-Таймырский мегапрогиб занимает центральную часть ЕХРП и протягивается с юго-запада на северо-восток на расстоянии почти 500 км (в пределах области исследования), ширина его меняется от 100 км (на западе), до 180 км (на востоке). Южная граница, скользящая в интервале изогипс -3600 – -3800 метров, проходит вдоль Танамско-Малохетского мегавала. Глубина залегания кровли среднеюрских отложений в осевой части прогиба плавно увеличивается при движении с запада на северо-восток, от 3,8 до 5,5 километров (в зону Агапского мезопрогиба), а при движении на восток (в зону Дудыптинско-Жданихинского мезопрогиба) глубина растёт незначительно до 4,2-4,4 км. Максимальной глубины прогиб достигает на уровне меридиана 89° в.д., восточнее намечается тренд на плавный подъем. В западной части мегапрогиба имеет практически симметричное сечение и незначительные уклоны бортов (градиент не превышает 10 м на километр, в то время как в восточной части, где выделяются Агапский и Дудыптинско-Жданихинский мезопрогибы, разделенные Рассохинским мезовалом, строение мегапрогиба резко ассиметрично, а градиенты вблизи границ Рассохинского мегавала достигают 100 м на километр.

В наиболее погруженной части Центральнo-Таймырского мегапрогиба выделяется Агапский мезопрогиб, имеющий размеры 230 x 70 километров. В пределах мезопрогиба ожидаются наиболее полные разрезы всех отделов юрской системы. Мощность юрских отложений может достигать 3500-4000 м, из них верхнеюрских 1000–1500 м. Вблизи юго-западного окончания мезопрогиба расположена Носковская мульда, размерами 25x50 километров.

Рассохинский сложнопостроенный мегавал простирается с юго-запада на северо-восток на расстоянии 290 км, разделяя Дудыптинско-Жданихинский и Агапский мезопрогибы. Ширина его максимальна в восточной части (до 60 км), минимальна - на юго-западе (10-15 км). Наиболее приподнятая, центральная часть мегавала осложнена Тундровым валообразным поднятием и Джангодским локальным поднятием.



Рис. 2.2 Положение Дерябинского месторождения на фрагменте тектонической карты нефтегазоносных провинций Сибирской платформы

Дудыптинско-Жданихинский сложнопостроенный мезопрогиб прослеживается вдоль южного крыла Рассохинского сложнопостроенного мегавала. Длина прогиба достигает 150 км, ширина меняется от 20 км до 30 км. Максимальные глубины залегания кровли среднеюрских отложений в пределах мезопрогиба достигают 4200-4400 метров.

Кроме выделенных и описанных выше локальных поднятий, в регионе возможны более мелкие и малоамплитудные поднятия, которые пропущены из-за малой плотности сети профилей. Существующая сеть профилей позволяет выявлять только значительные по площади объекты (больше 100 км²).

При характеристике структурных особенностей строения мезозойского осадочного чехла на исследуемой территории, помимо базовой структурной карты по отражающему горизонту Ttch (точинская свита, низы келловей-верхи бата), приуроченному к кровле среднеюрских отложений, были использованы структурные карты построенные по ОГ Tkt (китербютская свита, низы тоара), Па (нижний киммеридж-низы берриаса), Ig1 (рис.2.3) (выше «пеляткинской» пачки суходудинской свиты, низы нижнего готерива, именно этот ОГ соотносится с кровлей клиноформной продуктивной части неокома), M1 (кровля малохетской свиты, верхи готерива-нижнего апта), ОГ Г1 (кровля долганской свиты, верхи среднего альба-средний сеноман).

Наибольшие глубины отложений тоара отмечаются в Агапском мезопрогибе (более 7 000 м) и на юго-западе Центрально-Таймырского прогиба (до 5 700 м). В наиболее приподнятой части Рассохинского мегавала отложения тоара залегают на глубинах около 1000 м, перепад отметок с Агапским мезопрогибом составляет более 6000 м, а с Дудыптинско-Жданихинским мезопрогибом (здесь глубины достигают 5 000 м) перепад глубин составляет около 4000 м. В целом рельеф западной части территории ЕХРП расчленен меньше, чем восточной.

Кровля среднеюрских отложений залегает на максимальных глубинах до 5200 м в Агапском мезопрогибе и до 4300 м в Носковской мульде Центрально-Таймырского прогиба. В Дудыптинско-Жданихинском мезопрогибом глубина достигает около 4500 м. На положительных структурах глубины залегания кровли среднеюрских отложений значительно уменьшаются и составляют: на Танамской структурной мезотеррасе порядка 3200 м, Солёнинско-Малохетском мезовалу-менее 800 м, Рассохинском мегавалу-менее 400 м, т.е. контрастность структурного плана кровли средней юры уменьшается по сравнению с нижележащими толщами, за исключением Дудыптинско-Жданихинского мезопрогиба, где перепады глубин даже незначительно увеличиваются.

Максимальные глубины кровли юрских отложений (до 3700 м) отмечены в Агапском мезопрогibe и юго-западе Центрально-Таймырского мегапрогиба. В Дудыптинско-Жданихинском мезопрогibe глубина составляет около 2500 м. На положительных структурах глубины залегания кровли юрских отложений резко сокращаются вплоть до размыва части отложений на Рассохинском мегавалу, где граница размыва находится на глубинах 1800 м. На Танамской структурной мезотеррасе глубины не превышают 3000 м, т.е. контрастность структурного плана кровли юры становится ещё меньше по сравнению с нижележащими толщами.

Вышележащие меловые отложения характеризуются более спокойным структурным планом по сравнению с юрскими. Максимальные перепады глубин на основных структурных элементах по верхнемеловым отложениям уменьшаются в разы: с 4000 м до менее 1 000 м, что свидетельствует о снижении скорости прогибания ЕХРП в меловое время.

Кровля клиноформной части неокома залегает на глубинах от 2900 м (Агапский мезопрогиб), 2600 м (Центрально-Таймырский мегапрогиб) до 1700 м (Дудыптинско-Жданихинский мезопрогиб). На Рассохинском и Солёнинско-Малохетском мегавалах минимальные глубины составляют всего 400 м.

Кровля малохетской свиты залегает на глубинах от 2000 м (Агапский мезопрогиб), 1700 м (Центрально-Таймырский мегапрогиб) до 1100 м (Дудыптинско-Жданихинский мезопрогиб). На Рассохинском и Солёнинско-Малохетском мезовалах глубины составляют менее 200 м.

Кровля долганской свиты залегает на глубинах от 1100 м (Агапский мезопрогиб), 900 м (Центрально-Таймырский мегапрогиб) до 300 м (Дудыптинско-Жданихинский мезопрогиб). В наиболее приподнятых участках Рассохинского и Солёнинско-Малохетского мегавала часть малохетских отложений размыва.

Анализ рельефа по шести структурным уровням позволяет сделать вывод о подобии поверхностей в целом, что свидетельствует об унаследованности развития территории на протяжении всего юрско-мелового времени. В структурных планах описанных срезов выделяются все основные структуры, причём вверх по разрезу расчлененность рельефа уменьшается.

По отношению к рассмотренным тектоническим элементам Дерябинское месторождение расположено в западной части Енисей-хатангского регионального прогиба между Таймырским выступом на севере и Носковской мульдой на юге.

2.3. Нефтегазоносность

Район работ находится на территории Енисей-Хатангской НГО Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, на западе граничит с Гыданской НГО. Каждая из нефтегазоносных областей подразделяется на ряд районов. В основу районирования положены структурный признак, сходство строения разреза и общность его основных продуктивных (перспективные) стратиграфических уровней (рис. 2.4).

На основании многолетних исследований северо-восточной части Западно-Сибирской НГП, включающей Гыданскую и Енисей-Хатангскую НГО, в мезозойском разрезе выделяются, следующие нефтегазоносные и перспективные мегакомплексы, комплексы и резервуары:

1. триасовый перспективный мегакомплекс;
2. юрский нефтегазоносный мегакомплекс:
 - нижнеюрский НГК,
 - среднеюрский НГК,
 - верхнеюрский НГК;
3. меловой нефтегазоносный мегакомплекс:
 - неокомский НГК с клиноформным и покровным подкомплексами,
 - апт-верхненеокомский НГК,
 - сеноман-альбский НГК,
 - верхнемеловой НГК.

В изученном разрезе установлены пять региональных флюидоупоров в нижнесреднеюрских отложениях, выше еще два – верхнеюрский и туронский. В Большехетском, Малохетском и Рассохинском НГР внутри верхнеюрского регионального экрана выделяется самостоятельный яновстанский зональный флюидоупор. Соответственно этому разрез расчленен на нефтегазогеологические подразделения, наименование резервуаров и флюидоупоров обычно принято по названиям свит, пачек.

Триасовый нефтегазоперспективный мегакомплекс изучен фактически одной глубокой скважиной на Тундровой площади, где залегает на глубине 2144 м и сложен преимущественно непроницаемой толщей вскрытой толщиной 866 м. По данным сейсморазведки общая толщина триасового комплекса там оценивается в 2000-3000 м. Редкие слабо проницаемые прослои песчаников имеют незначительную толщину 3-3,5 м. Ввиду глинисто-алевритового состава специальных исследований фильтрационно-ёмкостных свойств разреза не проводили.

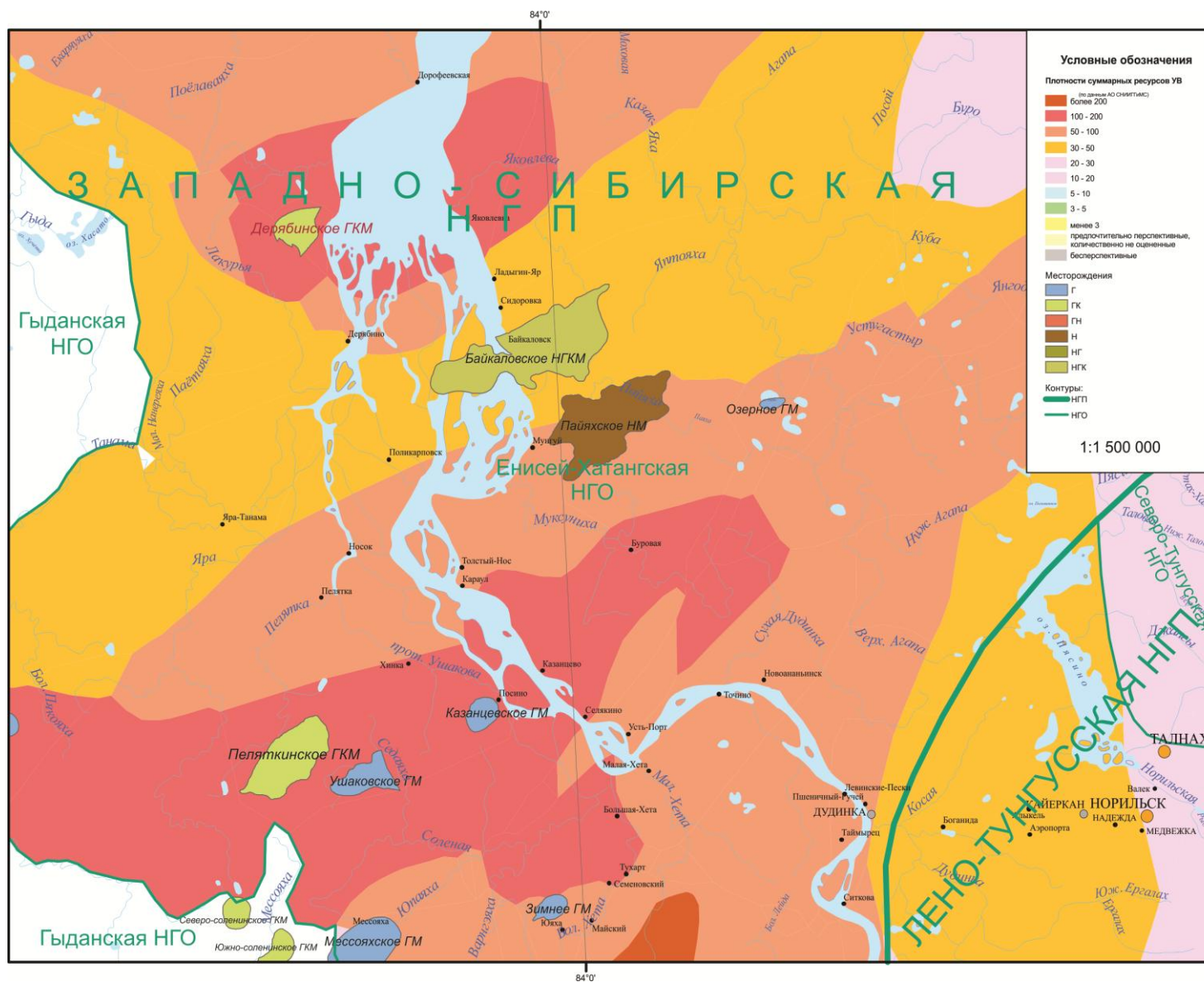


Рис. 2.4 Положение Дерябинского месторождения на фрагменте карты нефтегазоносности (Масштаб 1:1 500 000)

В шлифах проницаемые пласты представлены среднесортированным, среднеокатанным песчаником средне-мелкозернистым с карбонатным цементом. Текстура неяснослоистая, структура псаммитовая. Определен гранулометрический состав: 0,5-0,25 мм – 15%, 0,25-0,1 мм - 75%, 0,1-0,05 мм – 10%. Минеральный состав: кварц 80-85%, полевые шпаты 15-20%. Глинистая порода состоит из беспорядочно расположенных зерен глинисто-слюдистых минералов, алевритовая часть сложена зернами кварца и мусковита, встречаются включения зерен рудного непрозрачного минерала.

Юрский нефтегазоносный мегакомплекс развит повсеместно. Степень изученности в целом низкая и снижается вниз по разрезу. По лайдинскому региональному, а также по широко развитым в Западно-Сибирской НГП точинскому и яновстанскому (в Енисей-Хатангской НГО – зональных) флюидоупорам традиционно делится на нижне– средне- и верхнеюрский нефтегазоносные комплексы. В северо-восточном направлении происходит значительная глинизация разреза всего мегакомплекса, снижение толщин песчаников почти до полного отсутствия.

Нижнеюрский НГК включает зимний, шараповский, надояхский резервуары и лайдинский флюидоупор. Последние два резервуара ранее 2004 г. объединяли в джангодский резервуар. Комплекс изучен исключительно в прибортовой зоне, часто в неполном объеме. Лишь в пределах Мессояхского, Точинско-Рыбинского и Рассохинского НГР вскрыт его полный разрез.

Среднеюрский НГК контролируется региональной гольчихинской, а в прибортовой зоне - точинской зональной покрывками, включает вымский и малышевский резервуары. Качество покрывок высокое. При низкой или нулевой песчаности в составе глин преобладает группа монтмориллонита. Толщина гольчихинского флюидоупора достигая 722 и 848 м в скв. Пайяхская 1 и Верхне-Кубинская 2 соответственно, сокращается до 126 м в скв. Пеляткинская 1. Глинистый материал представлен гидрослюдой, каолинитом, хлоритом и смешаннослойными минералами. Емкостные и фильтрационные свойства пород низкие, наиболее алевритистые разности, по которым выполнены лабораторные определения, обладают пористостью не более 9% и проницаемостью не превышающей $0,59 \times 10^{-3}$ мкм². Флюидоупор характеризуется однородным строением, песчаность его почти на всей территории близка к нулю, лишь в единичных случаях составляет 1-3%.

Верхнеюрский НГК выделяется только в пределах развития *сиговского зонального резервуара* в пределах Большехетского, Мессояхского, Точинско-Рыбинского и Рассохинского НГР.

Резервуар экранируется толщей аргиллитоподобных глин яновстанского флюидоупора. На отдельных площадях Мессояхского и Рассохинского НГР резервуар частично или полностью размыт. Толщина флюидоупора изменяется от 700 м в Мессояхском НГР до 160 м в Рассохинском НГР. Степень однородности флюидоупора весьма высокая.

В проницаемой части резервуара песчано-алевритовые и песчанистые разности пород преобладают над глинистыми. Толщина коллекторной части резервуара меняется от 60 м в Большехетском и 153 в Малохетском НГР до полного замещения глинами гольчихинского флюидоупора на севере. В кровле резервуара обособляется пласт Сг-I, толщиной до 25 м из которого получен приток газа на Нижнехетском (4,9-82,6 м³/сут) и Озерном (2,0 м³/сут) месторождениях. Залежи структурные пластово-массивные. Из-за незначительных размеров и запасов залежи не учтены в Государственном балансе РФ. Коллекторы представлены песчаниками разномерными, от мелко- до крупнозернистыми, которые обладают достаточно высокими коллекторскими свойствами: открытая пористость достигает 33%, при средних колебаниях 12-18%, проницаемость до $75,7 \times 10^{-3}$ мкм².

Меловой нефтегазоносный мегакомплекс содержит основные залежи и месторождения углеводородов территории. Делится на неокомский, апт-верхненеокомский, сеноман-альбский и верхнемеловой.

Неокомский нефтегазоносный комплекс, к которому приурочены залежи на исследуемом Дерябинском месторождении. Название неокомский надъярус и неокомский комплекс прижилось в Западно-Сибирской НГП, поскольку полностью или частично охватывает особые клиноформные образования берриасского, валанжинского, готеривского и даже барремского яруса нижнего мела.

К клиноформному неокомскому подкомплексу на рассматриваемой территории отнесены клино- и фондаформная части нижнехетского и нижнесуходудинского резервуаров, флюидоупорами которых служат разновозрастные глинистые пачки в кровле нижнехетской и шуратовской свит, а также пелятчинская пачка венчающая разрез нижнесуходудинской подсвиты. К покровному или ундаформному подкомплексу отнесены прибортовые пологослоистые части разреза одноименных литостратонов.

Неокомский клиноформный подкомплекс охватывает фондаформную часть нижнехетской свиты, нижнесуходудинской подсвиты и их аналогов. Покрышкой служат глинистые пачки толщиной 10-40 м, залегающие в кровле проницаемых пластов или их групп. На территории работ подкомплекс имеет заливообразную форму в центральной части ЕХРП, на юге ограничен примерно по линии площадей Ушаковская - Казанцевская

– Озерная - Верхнекубинская, на севере приближен к Горному Таймыру, на северо-востоке выклинивается на востоке Агапского прогиба и примерно отвечает контурам Усть-Енисейского и северной части Мессояхского НГР. Изучен глубоким бурение на 18 поисковых площадях. Внутренняя структура подкомплекса к настоящему времени не достаточно изучена. Модель клиноформного строения неокома базируется на результатах сейсмических исследований и лишь на отдельных площадях (Дерябинская, Средне-Яровская, Пайяхская) находит подтверждение в разрезах скважин. Морфология и размеры песчаных тел клиноформ не достаточно выяснены и прогнозируются исключительно по данным сейсмических работ.

Породы-коллекторы, залегающие в подошве клиноформ относятся к «ачимовскому типу» и представлены мелкозернистыми, реже среднезернистыми полимиктовыми турбидитными песчаниками, неравномерно сцементированными. Среднее содержание кварца от 25 до 40%, полевых шпатов – 40-60%, обломков пород от 5 до 25%. Количество цемента в песчаниках колеблется от 2-3% до 16-20%, по составу преобладает глинистый, карбонатный встречается значительно реже. Глинистый цемент чаще порового типа, реже контактного и пленочного; карбонатный – порового или пойкилито-порового типа. При повышении доли карбонатного цемента до 15% и более проницаемость пород становится нулевой. Максимальные значения открытой пористости коллекторов по керну не превышает 20,8%, средние составляют 15-18%, то есть песчаники обладают сравнительно высокими емкостными характеристиками. Значения межзерновой проницаемости лишь в единичных случаях достигают 2-3 мД, в среднем составляя до 1,0 мД. Из-за несоответствия емкостных и фильтрационных свойств породы-коллекторы могут быть отнесены только к V классу. Существует мнение, что повышенные ФЕС пород-коллекторов могут быть связаны с их микротрещиноватостью и АВПД.

На Пайяхской площади вскрыты наиболее древние пласты клиноформного подкомплекса. Нефтепродуктивным является пласт Нх-IVач. Залежь среднедебитная литологического типа. Суммарная эффективная толщина пласта Нх-IV достигает более 30 м. Коллекторские свойства пород: открытая пористость оценивается в 15-20%, проницаемость редко превышает 1,0 мД.

Слабые притоки нефти из пласта Нх-IVач получены на Турковской площади. Отмечены незначительные нефтегазопроявления из пласта Нх-IVач на Пеляткинской и пластов Нх-IIIач и Нх-IVач на Средне-Яровской площадях. Общая толщина пласта Нх-IVач подвержена большим колебаниям, так в скв. Среднеяровской 2 она достигает 100 м, сокращаясь до 16 м в скв. Турковская 1, а в скв. Пх-3 до 0 м.

На Дерябинской площади вскрыты наиболее молодые части клиноформного

подкомплекса. Содержащие залежи пласты имеют линзовидное строение и залегают в разрезе черепицеобразно. Два нижних пласта распространены на большей площади и облекая свод структуры, литологически замещаются на востоке. Два верхних прослеживаются только на западном склоне поднятия и содержащиеся в них залежи имеют меньшие размеры. По типу ловушки залежи структурно-литологические. На соседней Береговой площади выявлены проницаемые пласты, давшие притоки пластовой воды.

Неокомский покровный подкомплекс по составу и строению пород делится на нижнехетский и суходудинский резервуары.

Нижнехетский покровный резервуар сложен чередованием пачек алеврито-песчанистого и алеврито-глинистого состава. Общая толщина проницаемой части резервуара на юге Мессояхского НГР изменяется от 120 до 220 м, в Рассохинском – от 86 до 200 м, в Большехетском – от 0 до 280 м. В резервуаре обособляются четыре проницаемых пласта (Нх-I, II, III, IV) толщиной от 8 до 36 м, сложенных преимущественно мелкозернистыми песчаниками. Пласты подвержены литологическому замещению и прослеживаются не повсеместно. На ряде площадей толщина коллекторной части резервуара сокращается за счет литологического замещения верхнего проницаемого пласта (Джангодская, Суходудинская площади). Песчанистость резервуара не превышает 15%, на юге Мессояхского и в Рассохинском НГР она увеличивается до 25%, в Большехетском до 50%.

Породы-коллекторы сложены преимущественно мелкозернистыми и реже среднезернистыми песчаниками, а также крупнозернистыми песчаными алевролитами кварц-полевошпатового состава. Содержание цемента в породе колеблется в пределах от 10 до 30%, в среднем 7-10%, по составу он глинисто-слюдистый, гидрослюдистый, карбонатный, реже хлоритовый и каолинистый. Увеличение доли карбонатного цемента до 30% приводит к потере фильтрационно-емкостных свойств коллекторов. Цемент порового, базального, контактного и пленочного типа. Коллекторские свойства песчаников достаточны высоки: открытая пористость отдельных разностей в скважинах Мессояхского НГР достигает 28%, в Большехетского – 23%, в Усть-Енисейском (Хабейская площадь) – 24%; проницаемость в отдельных прослоях превышает 40-100 мД. Средние значения ФЕС составляют: пористость – 16-18%, проницаемости – от 10-40 мД. Коллекторы относятся к I-IV классу по классификации А.А. Ханина [2].

Покрышкой служит однородная глинистая пачка толщиной 20-40 м, залегающая в кровле нижнехетской свиты. Сложена пачка тонкоплитчатыми аргиллитоподобными глинами, реже переслаиванием аргиллитов с глинистыми алевролитами и практически не

содержит проницаемых пород.

Нижнесуходудинский покровный резервуар представлен ритмичным чередованием песчанистых и глинистых пачек. В составе резервуара выделяются до 10 проницаемых пластов (Сд-III–XII), толщиной от 5 до 80 м. Проницаемые пласты изолируются глинисто-алевритовыми пачками различной толщины (5-40 м) и гидродинамически разобщены. Коллекторами суходудинского резервуара служат средне-мелкозернистые песчаники кварц-полевошпатового состава с содержанием цемента не более 30% (в среднем 10-20%). Цемент разного типа, наиболее распространен цемент соприкосновения, затем поровый и базальный. Он сложен глинисто-слюдисто-хлоритовым материалом, каолинитом, лептохлоритом и кальцитом. По емкостным свойствам коллекторы относятся к IV-V классу и обладают открытой пористостью от 12 до 25%, проницаемость при этом изменяется в широком диапазоне от 1 до 10 мД и более. Средние значения открытой пористости по коллекторам, содержащим промышленные залежи углеводородов, составляют 14-18%.

Основная часть проницаемых пластов по направлению к центральной части прогиба замещается песчано-алевритовыми часто карбонатизированными разностями. Соответственно, в этом направлении закономерно уменьшается общая песчанистость разреза от 70 до 20%. Наиболее пестрое распределение значений песчанистости установлено на левобережье Енисея при общем сохранении описанной тенденции.

Наиболее крупные по размерам и запасам газоконденсатные залежи нижнесуходудинского покровного резервуара обнаружены в пластах Сд-III, IV, V, VI, VIII на Пеляткинском месторождении, где из двух нижних получены слабые притоки нефти. Залежи среднего размера открыты в пластах Сд-III, VIII, IX на Ушаковском и в пластах Сд-VI, VIII на Казанцевском месторождениях. В залежи пласта Сд-VIII на Казанцевском месторождении выявлена небольшая нефтяная оторочка. На Северо- и Южно-Соленинских месторождениях промышленная продуктивность установлена в пластах Сд-III, VIII, IX и Сд-VIII, IX, X, XI соответственно. Незначительные газопроявления из пластов Сд-VI, VIII отмечены в скважинах Озерного и Пайяхского месторождений, нефтегазопроявления пласта Сд-XI на Казанцевском. Признаки нефтегазоносности получены на Яровской и Средне-Пясинской площадях.

Нижнесуходудинский покровный резервуар контролируется пеляткинской глинистой пачкой. Толщина покрывки достигает 90 и более метров (Озёрная площадь), в среднем составляя 50-60 м. Песчанистость ее в разрезе изменяется от 0 (скв.Ю.-Носковская 318, Озерные 3, 7, 8, 9, 10) до 20-28%. Но, на Северо-Соленинском месторождении достигает 46%, где внутри пеляткинской пачки выделяются два песчаных пласта. Изменчивые по толщине пласты содержат газоконденсатные залежи промышленного значения. На Казанцевском и Ушаковском месторождениях также обнаружены залежи газа в песчаном пласте нижней части пеляткинской пачки. Все перечисленные залежи относятся к типу пластово-сводовых, частично литологически ограниченных.

Аптско-верхненеокомский нефтегазоносный комплекс включает *яковлевский* зональный и *малохетско-верхнесуходудинский* субрегиональный резервуары. Малохетско-верхнесуходудинский резервуар образован нижнеяковлевским флюидоупором и проницаемыми породами малохетской свиты с надпеляткинскими слоями суходудинской свиты.

Сеноман-альбский нефтегазоносный комплекс включает долганско-верхнеяковлевский резервуар, экранированный дорожковским флюидоупором. Резервуар распространен повсеместно и относится к региональным.

Верхнемеловой нефтегазоносный комплекс. Верхнемеловой нефтегазоносный зональный комплекс, распространенный в западной и центральной частях Енисей-Хатангской НГО и Пур-Тазовской НГО, содержит один резервуар, образованный зональным салпадаяхинским флюидоупором и породами-коллекторами насоновской свиты. В пределах сводовых частей валов и на бортах прогиба резервуар частично или полностью размыт. По занимаемой площади отнесен к субрегиональным.

2.4. Физические характеристики пород

На Дерябинской площади вскрываемый скважинами разрез представлен преимущественно терригенными разностями с различными значениями плотности (табл. 2.2). Под плотностью горных пород понимается основной физический параметр, определяющий гравитационное поле. От плотностных свойств горных пород зависит скорость распространения в них продольных волн.

Таблица 2.2 Петрофизическая характеристика по плотности осадочных пород [3]

Порода	Пределы изменения плотности, г/см ³
Глина	1,2 – 2,4
Аргиллит	1,7 – 2,9
Алевролит	1,8 – 2,8
Песчаник	2,0 – 2,9

Большое значение имеет информация о пористости горных пород, так как пористость относится к основным фильтрационно-емкостным характеристикам пластов-коллекторов (табл. 2.3).

Таблица 2.3 Петрофизическая характеристика по плотности осадочных пород [3]

Порода	Коэффициент пористости, %
Глина	4 – 75
Аргиллит	1 – 30
Алевролит	1 – 50
Песчаник	0,5 – 40

Значения петрофизических характеристик, таких как средний эффективный диаметр пор, удельные электро-, водо-, газо- и теплопроводность, диффузионно-адсорбционная удельная поверхность и др. характеризуют песчаные и глинистые породы. Эти характеристики зависят от величины удельной глинистости и от характера распределения глинистых частиц в объеме породы. Из этого следует что, положительная аномалия ПС (линия глин) соответствует глине, а отрицательный песчаник соответствует песчанику.

Песчаный пласт отмечается отрицательной аномалией ПС по отношению к линии глин – отклонение влево до 60 мВ. Песчаники по данным ГИС отличаются от глинистых песчаников кроме величины ПС, более низкими значениями ГК – около 4.8 мкр/ч, более высокими значениями НГК – до 2.2 у.е.

Алевролиты отличаются более высокие значения кажущихся сопротивлений на методах электрометрии БКЗ – 90 Ом, ИК – 80 Ом и показаний НГК – в среднем 2 у.е, более низкие показания на кривых ГК – 5-6 мкр/ч и АК. По каверномеру алевролиты, как правило, имеют номинальный диаметр.

Глины характеризуются в разрезе минимальными значениями ρ_k на всех зондах электрометрии БКЗ – 5-9 Ом, ИК – 9-15 Ом, отсутствием радиального градиента ρ_k на различных зондах, отсутствием аномалии ПС (нулевые и близкие к ним значения), отсутствием приращения на микрозондах и на БК+МБК, максимальными значениями ГК – 9.6 – 12 мкр/ч, увеличением или номинальным диаметром скважины.

Значение ПС и $\alpha_{\text{пс}}$ близко к «0» при залегании плотного прослоя среди глин и алевролитов, при нахождении плотного прослоя в песчаниках (коллекторах) значения ПС ($\alpha_{\text{пс}}$) могут равняться или приближаться к значениям во вмещающем песчанике (при более высокой карбонатности плотного) или незначительно снижаться (при более высокой его глинистости). Показания ГК напротив плотных пропластков низкие - 4.9 – 5.6 мкР/ч, а НГК (НКТ) повышенные - 1.8 у.е., диаметр скважины имеет номинальное значение, акустический метод характерен минимальным интервальным временем АК (170-220 мкс/м).

Продуктивными отложениями шуратовской (нижнехетской) свиты на Дерябинском месторождении являются пласты группы Нх, представленные средне-мелкозернистыми кварц-полевошпатовыми песчаниками (реже алевролитами) преимущественно с поровым типом цемента. Обломочный материал в породе составляет 75-92% объема, цемента от 3% до 16%. Обломки представлены минералами: кварцем, плагиоклазом, калиевыми полевыми шпатами, слюдами и обломками различного генезиса. Состав цемента, в основном, глинисто-слюдистый, меньше каолинитовый. Отмечается карбонатность части образцов в пределах 5-20%, иногда до 50%.

Величина Кво изменяется в пределах 35-87%. Глинистость коллекторов в целом по пластам небольшая (5-10%). В разрезе пластов выделяются отдельные глинистые прослои (до 16%); отмечается сокращение коллекторов в восточном направлении до полного замещения глинисто-известковистыми алевролитами в скв. Дер. – 4, 5. Поровые коллектора сложены средне- мелкозернистыми песчаниками кварц-полевошпатового состава с пористостью (по керну) от 16,5% до 18,3%, составляя в среднем 18%. Проницаемость, варьирует от 1,42 до $19,44 \cdot 10^{-3}$ мкм², в среднем равна $4,68 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Основным по размерам на Дерябинском месторождении является пласт Нх-IV. Пласт невыдержан как литологически, так и по толщине. Общая толщина пласта присводовой и западной части, составляет в среднем 30-37 м (скв. 2, 7), резко сокращается в восточном направлении до 4,4 м (скв. 9). Степень расчлененности пласта различна, число проницаемых прослоев изменяется по площади от 3 до 9. Толщина отдельных прослоев от 0,4 м до 17,8 м, коэффициент песчаности пласта варьируется от 0,48 до практически 1,0 (рис. 2.5), а восток пласта выклинивается.

Продуктивный пласт Нх-V имеет небольшие эффективные мощности, которые меняются от 3,8 м (скв. 10) до 21,2 м (скв. 2), песчаность — от 0,26 (скв. 2) до 0,95 (скв. 1). Открытая пористость коллекторов в среднем по 101 определению керна составляет 15,13% (15,2% по ГИС), проницаемость — $1,95 \cdot 10^{-3}$ мкм². Кво коллекторов пласта в среднем составляет 50%. Выше залегает пласт Нх-IV, который отделён от пласта Нх-V

глинистой перемычкой небольшой мощности. Среднее значение пористости по 218 определениям керна для пласта Нх-IV составляет 17,97%. (17,2% по ГИС).

Продуктивные пласты Нх-I и Нх-II залегают на 180-200 м выше пласта Нх-IV. Пласт Нх-II толщиной 11,8 м сложен песчаниками только в скв. 7, в восточном направлении он замещается глинистыми разностями. Керном не охарактеризован. Открытая пористость по ГИС составляет 13,9%. Пласт Нх-I представлен коллекторами в скв. 7 и 10, при общей толщине 8,2 и 5,2 м соответственно, песчанистость равна 0,8 и 1,0. Открытая пористость по ГИС достигает 13,4%. На восток пласт выклинивается.

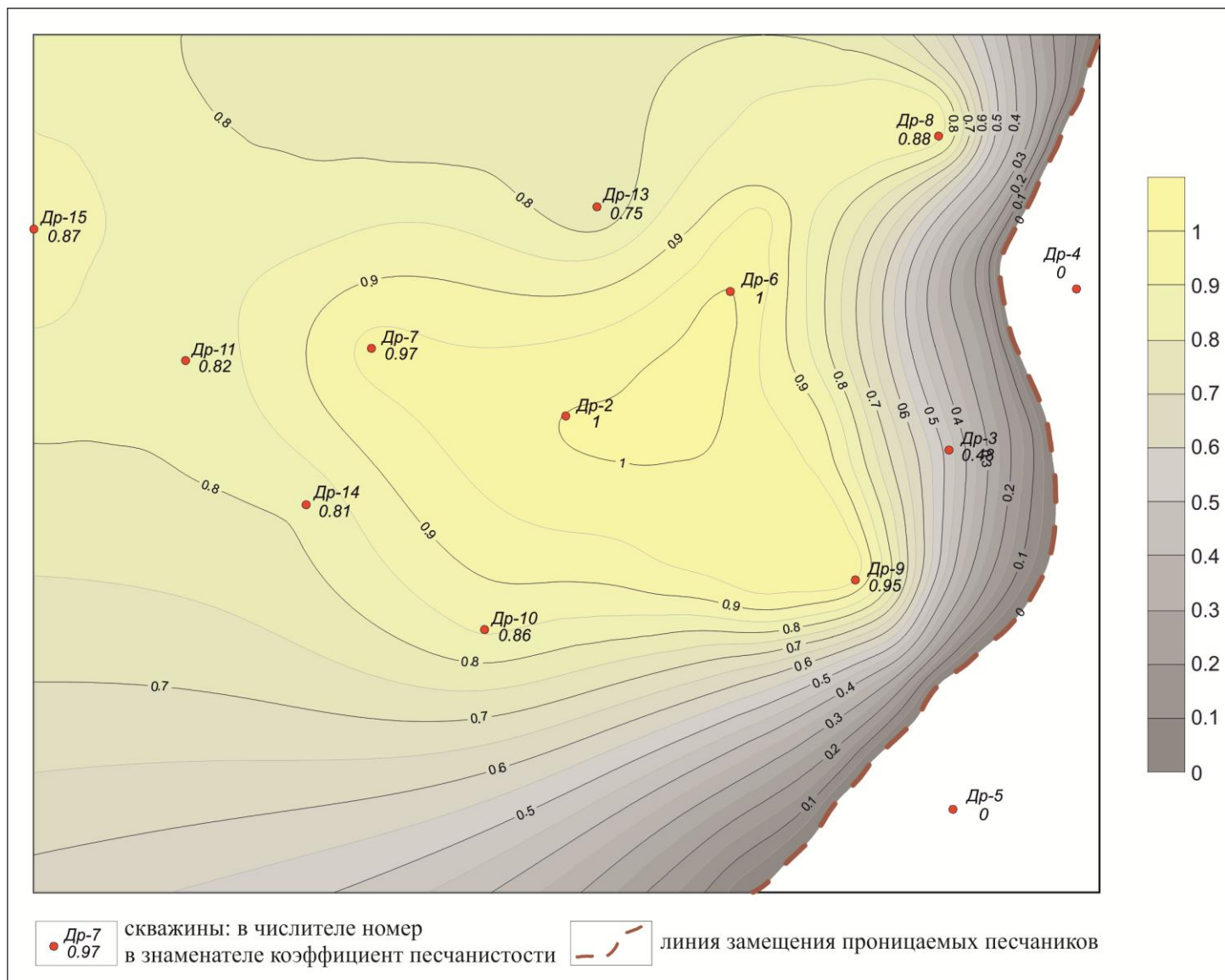


Рис. 2.5 Схема песчаности пласта Нх-IV Дерябинского месторождения

2.5. Сейсмогеологическая модель месторождения

В тектоническом отношении Дерябинское месторождение приурочено к одноименному локальному поднятию на южном склоне Дерябинского выступа.

По сейсмическим горизонтам, прослеженным в разрезе нижнего мела и верхней юры, Дерябинское локальное поднятие представляет собой купол, несколько вытянутый в северо-западном направлении. Размеры поднятия сохраняются в пределах $16\div 17 \times 10\div 14$ км, амплитуда меняется от 10 до 90 м. Структурные планы локального поднятия по нижнемеловым и верхнеюрским сейсмическим горизонтам в общих чертах совпадают. По кровле продуктивного пласта Нх-IV структурный план ловушки представляет структурный нос северо-западного замыкания, размеры которого составляют $13 \times 13,5$ км. Сейсмогеологический разрез, характеризующий строение месторождения, приведен на рисунке 2.6.

Рис. 2.6 Фрагмент временного сейсмогеологического разреза по региональному профилю ПР 4783017 (ПК 4000-24000)

3. АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАНЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Цель анализа - выявление возможностей геофизических методов в конкретных условиях изучаемого месторождения.

На Дерябинском месторождении пробурено 15 скважин, из них 1 параметрическая и 14 поисково-разведочных скважин. Целью было комплексные исследования месторождений.

Для анализа геофизических исследований был взят разрез скважины №7 Дерябинского месторождения. Скважина была выбрана, поскольку соответствует следующим критериям:

- соответствует поставленным геологическим задачам;
- вскрыты необходимые продуктивные пласты. В данном случае это Нх мелового нефтегазоносного мегакомплекса $K_1 \text{ shr}$;
- проведена оценка качества коллекторов, составлена последовательность напластований горных пород (грунтов) в геологическом разрезе;
- изучена различными геофизическими методами

Общие исследования ГИС, проводимые для решения данных геологических задач в этой скважине, включают:

- Стандартный каротаж;
- Радиоактивный (ГК, НГК);
- Резистивиметрия

К детальным:

- Боковое каротажное зондирование (БКЗ);
- акустический каротаж (АК);
- Индукционный (ИК);
- Кавернометрия (ДС)

Все исследования проведены в полном объеме и с хорошим качеством, что позволило решить основные геологические задачи:

- провести литолого-стратиграфическое расчленение разреза (табл.3.1);
- выделить пласты-коллекторы и покрышки;
- определить ФЕС

Таблица 3.1 Литолого-стратиграфическое расчленение разреза в скважине 7 Дерябинского месторождения

Свита	Возраст	Альтитуда -41,4 м	Глубина залегания
Долганская	$K_{1-2}al_2-s$	-842	335
Яковлевская	$K_1 a_2-al_2$	842-1177	350
Малохетская	$K_1 g_1-a_1$	1177-1527	700
Байкаловская	$K_1 v_1-g_1$	1527-2227	700 в
Шуратовская	$K_1 b_1-v_1$	2227-2927	

Стандартный каротаж проводился от забоя до башмака кондуктора. Качество материала определялось согласно существующим инструкциям и признано в основном хорошим.

Боковое каротажное зондирование (БКЗ) проводилось в интервале детальных исследований.

Индукционный каротаж (ИК) проводился в интервале детальных исследований в интервале БКЗ. Качество материала хорошее.

Радиоактивный каротаж (ГК, НГК) выполнялся по всему стволу скважины, в том числе и в интервале детальных исследований.

Акустический каротаж (АК) выполнялся как по всему стволу так и в интервале детальных исследований. В процессе записи акустического каротажа производилась регистрация только параметров продольной волны: временных (ΔT , T_1 , T_2) и амплитудных (A_1 , A_2 , α).

Кавернометрия. Цель замеров – расчет количества цемента, необходимого при цементации затрубного пространства скважин, определение толщины глинистой корки и диаметра скважины и использование при интерпретации геофизических материалов. Кавернометрия проводилась от кондуктора до забоя в масштабе 1:200. Качество материала хорошее.

Резистивиметрия. Измерение сопротивления бурового раствора производилось токовым резистивиметром совместно с записью БКЗ. Качество записи кривых хорошее.

Инклинометрия выполнялась точечными аналоговыми приборами через 25 м.

Порядок ГИС определялась степенью влияния зоны инфильтрации на показания каждого метода и характеристиками интерпретации метода ГИС. Первоначально были записаны кривые ДС, АК, БКЗ, ИК для получения информации о состоянии скважины и определения удельного сопротивления. В конце основного исследования были проведены исследования типа скважин (ГК, НГК), отражающие пористость и литологию породы, потому что они были менее подвержены влиянию промывочной жидкости и ее фильтрата.

Одним из определяющих условий достоверной интерпретации данных ГИС

является знание минерализации воды продуктивных пластов. Минерализация насыщающих вод продуктивных пластов принята по данным определения химического состава устьевых проб подошвенной пластовой воды, полученной при испытании скв. 10.

За среднее значение принята величина минерализации $C_{пв}=5,5$ г/л для Д-IV и 5,0 г/л для Нх-V. Пластовые воды по составу гидрокарбонатхлоридные. Отмечается присутствие ионов Ca, Mg и SO_4 , содержание их в анализах колеблется в значительных пределах, возможно, за счет влияния примеси технической воды. Удельное сопротивление вод (ρ_v) определено по принятому значению $C_{пв}=5,6$ и 5,0 г/л с учетом температуры (по опробованию) (табл.3.2).

Таблица 3.2 Удельное сопротивление вод

№№ п/п	Нх-IV			Нх-V		
	t^0C	$C_{пв}$	ρ_v	t^0C	$C_{пв}$	ρ_v
	65	5,5	0,51	66	5,0	0,55

На каротажной диаграмме разреза пласт песчаника отмечается отрицательной аномалией ПС по отношению к линии глин, отрицательной аномалией ГК, более высокими значениями НГК. Кривые БКЗ и ИК обладают положительными значениями.

Глины характеризуются в разрезе минимальными значениями ρ_k , отсутствием аномалии ПС, максимальными значениями ГК, увеличением или номинальным диаметром скважины. Отмечаются положительная аномалия ГК, более низкие значения НГК. Кривые БКЗ и ИК обладают отрицательными значениями.

В разрезах выделяются единичные пласты углей, характеризуются большими значениями удельного электрического сопротивления, имеют низкую объемную плотность, низкую естественную радиоактивность (ГК) и низкие показания нейтронных методов (НГК), высокие показания АК.

Плотные прослои в разрезе выделяются повешенными значениями ИК. Значение ПС и $\alpha_{пс}$ близко к «0». Показания ГК напротив плотных пропластков низкие, а НГК повышенные, диаметр скважины имеет номинальное значение, акустический метод характерен минимальным интервальным временем.

Используемый комплекс геофизических исследований на Дерябинском месторождении позволил выделить в разрезе следующие пласты-коллекторы: Д-I, Д-II, Д-IV, Д-V.

Литологическое расчленение разреза проводилось по кривой альфа ПС ($\alpha_{пс}$) с привлечением кривой АК и ДС для выделения плотных и углистых пропластков.

Выделение коллекторов основано на ряде качественных и количественных

признаков. Прямые качественные признаки - это факт проникновения в пласты-коллекторы промывочной жидкости. Факт проникновения буровой жидкости в пласт устанавливается по изменению удельного электрического сопротивления в радиальном направлении, определяемому по кривым электрокаротажа с различным радиусом исследования. Выделение коллекторов выполнено по кривым ПС (отрицательной аномалией), микрозондирования (положительным приращением), кавернометрии (наличие глинистой корки) и отрицательной аномалией по ГК. Коллекторы, мощностью меньше чем 0,4 м не выделялись.

По данным промысловой геофизики песчаные разности пород характеризуются кажущимися сопротивлениями (r_k) в 20-25 Ом, в то время как r_k глинистых пород колеблется в пределах 5-7 Ом. Ввиду того, что в глинистых породах содержится калиево-полевой шпат, применение ГК ограничено. Карбонатные разности пород выделялись метода НГК, глинистые прослои в песчаных пластах - по данным ПС.

Оценка характера насыщения коллекторов выполнена по данным изучения удельного сопротивления пласта r_p , с учетом его литологических особенностей. Величиной r_k (ИК) охарактеризовано большинство выделенных пластов коллекторов изучаемого разреза. Поэтому оценка характера насыщения практически возможна по всему разрезу скважин.

Учитывая однородность пласта по ПС, ГП, а также незначительные изменения кажущихся сопротивлений r_k , тонкие проницаемые пласты были объединены для более надежного определения r_p .

Неблагоприятным условием определения величины r_p является наличие зоны проникновения, глубина которой в отдельных случаях больше глубины исследования зондов с максимальным радиусом исследования. В этом случае разделить коллекторы на продуктивные и водоносные по данным электрометрии однозначно нельзя.

Как показывает анализ материала по скважине 7 Дерябинского месторождения, пласты Нх-IV с $r_p=36-60$ Ом газонасыщенны, при r_p от 17 до 34 Ом пласты имеют характер насыщения водоносных пластов. Завышенные значения r_p для водоносных пластов, как показал анализ керна, связаны с ухудшением коллекторских свойств, обусловленным наличием карбонатного материала до 15-20%. Для водоносных коллекторов $r_p=25,0-38$ Ом, газоносные пласты Нх-I, Нх-II имеют $r_p=60,0$ Ом и 55,0 Ом.

Газо-водяной контакт (ГВК), согласно данным полевой геофизике, не отбивается ввиду приуроченности его к интервалам частого переслаивания пластов и большой зоны проникновения, а также из-за экранирования плотными пропластками.

Расчет коэффициента пористости проведён с использованием акустического каротажа. Общий характер зависимости пористости от интервального времени распространения упругой волны с учетом глинистости через относительную амплитуду ПС выражает гиперболическое уравнение:

$$Kn = \sqrt{\frac{\Delta T - 180}{C \cdot (\alpha_{nc} - 0,05)^{-0,5}}},$$

где C - коэффициент, который учитывает размерность величин, входящих в формулу, и степень уплотнения пород. В нашем случае:

$$K_{п_ак} = 0,01 \cdot ((AK - 170,0) \cdot (1,482 \cdot \alpha_{пс} + 0,404))^{0,588};$$

$$K_{гп} = 0,00222 + 0,9814 \cdot Q_{гк};$$

$$K_{во} = 0,0205 \cdot K_{п}^{-1,8951} - \text{коэффициент остаточной водонасыщенности};$$

Так как индукционный каротаж (ИК) проведен не по всему стволу скважины, то для расчета характера насыщения использовалась комплексная кривая ИК-GZ3, т.е. кривая двух метрового зонда (A2.M0.5N) пересчитанная в кривую ИК с учетом литологических индексов. На основании вышеизложенного для основных стратиграфических подразделений были установлены следующие формулы расчёта:

Дерябинские отложения

$$R_{вп} = 1,11 / K_{п}^{1,69} - \text{сопротивление водоносного пласта};$$

$$K_{нп} = 1,0 - K_{в} = 1,0 - (0,82 \cdot R_{вп} / R_{п})^{0,68935} - \text{коэффициент нефтегазонасыщенности};$$

$R_{п}$ -кажущееся сопротивление по кривой ИК;

Пример поточечной интерпретации данных ГИС по скв. Дерябинская 7 приведён на рисунке 3.1.

Комплекс, ранее примененный на месторождении, в основном соответствует условиям терригенного разреза, вскрываемого на изучаемой площади, и позволяет решать типовые геологические задачи, которые ставятся в процессе доразведки, соответственно, будем брать его за основу при проектировании.

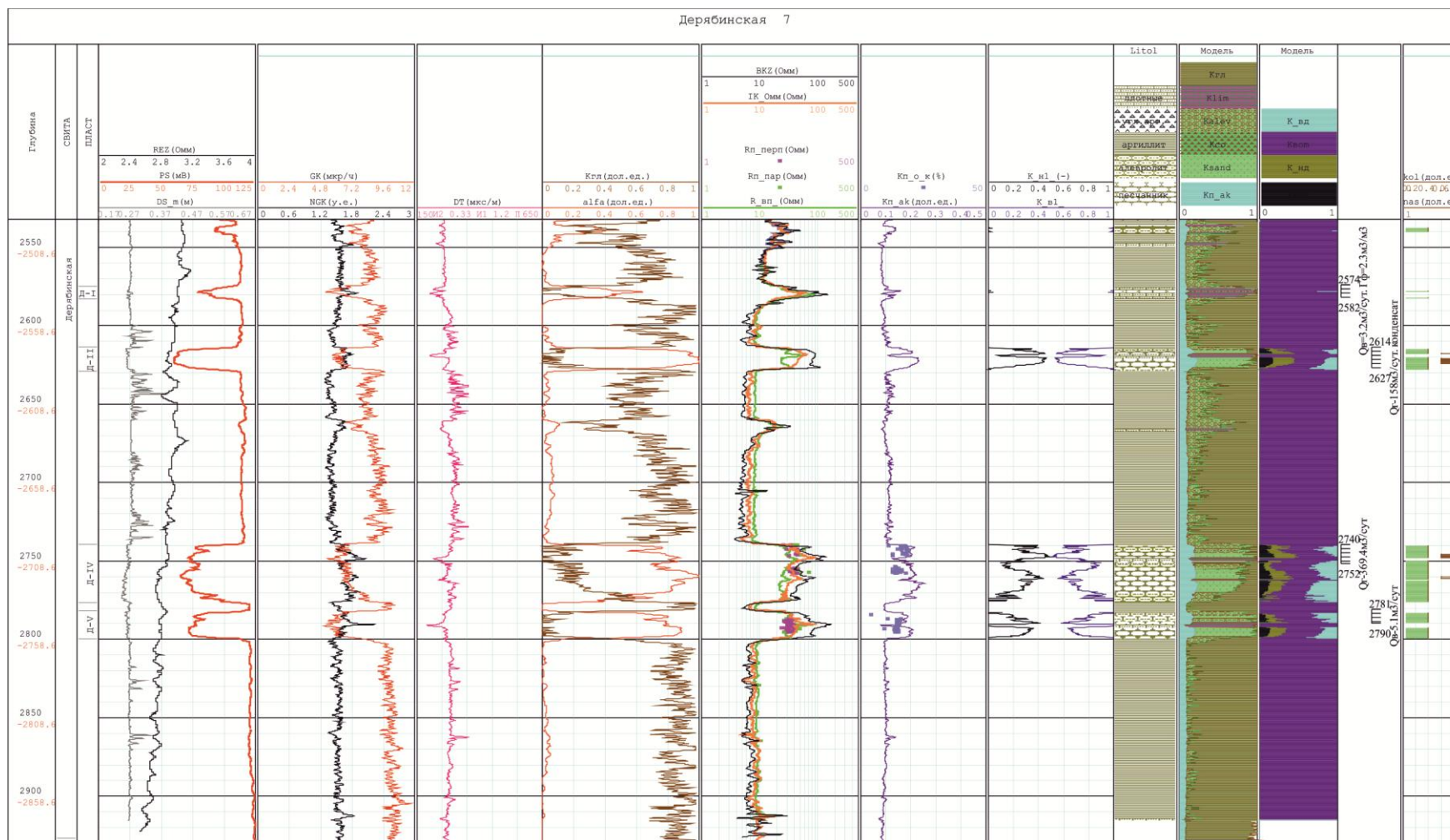


Рис. 3.1 Результаты интерпретации данных ГИС в целевом интервале по скважине Дерябинская 7

4. ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Основным вопросом проектирования является дорозведка Дерябинского месторождения, путем проектирования на нем новой разведочной скважины.

4.1. Задачи геофизических исследований

На стадии дорозведки месторождения, выполняемый комплекс геофизических исследований скважин должен решать следующие геологические задачи:

- Литологическое расчленение разреза;
- Выделение коллекторов;
- Оценка фильтрационно-емкостных свойств коллекторов (Пористость, проницаемость, глинистость);
- Оценка характера насыщения коллекторов

Поставленные геологические задачи будут решаться с помощью геофизических методов: стандартный каротаж, индукционный каротаж (ИК), радиоактивный каротаж (ГК, НГК), акустический каротаж (АК), боковое каротажное зондирование (БКЗ), кавернометрия (ДС), резистивиметрия.

4.2. Обоснование объекта исследования

Проектная скважина заложена в районе, где находится природный резервуар, имеющий в своём составе ловушки с углеводородным полезным ископаемым, восточнее от продуктивной скважины Дерябинская 9. Район заложения проектной скважины характеризуется локальным Дерябинским поднятием.

Дерябинское поднятие было подготовлено к глубокому бурению сейсморазведочными работами МОВ, проведенными в 1971-1972 гг. в объеме 294,9 пог. км с плотностью сейсмопрофилей 0,52 пог. км/км².

В тектоническом отношении Дерябинское месторождение приурочено к одноименному локальному поднятию на южном склоне Дерябинского выступа. Дерябинское локальное поднятие представляет собой купол.

Поскольку территория Дерябинского поднятия бурением изучена мало и купол неразбурен, наиболее целесообразно заложить проектную скважину в пределах данной области, на пересечении с сейсмопрофилями ПР2115046 и ПР4783007, что позволит увязать данные ГИС и сейсморазведки, повысить плотность бурения на структуре и полностью установить бурением всю стратиграфию структуры.

На участке обоснования проведён ранее анализ исследований, и составлена физико-геологическая модель объекта, что позволяет запроектировать комплекс методов,

который будет проводится в проектной скважине. А также заложение скважины и проводимые далее исследования позволят до конца изучить месторождение и по возможности скорректировать ФГМ.

На рисунке 4.1 представлена схема размещения проектной 16 скважины на структурной карте по кровле шуратовской свиты ($K_1 \text{ shr}$). Свита сложена преимущественно глинами с пластами песчаников с запахом УВ в основании и кровле, характеризуется клиноформным строением. В разрезе свиты обособляются пять линзовидных песчаных тел, залегающих кулисообразно, толщина которых меняется от 3 до 38 м.

Проектом предусматривается проведение комплекса ГИС для доразведки месторождения.

Скважина закладывается в N км на восток от скважины 9 с проектной глубиной 3515 м с забоем в Леонтьевской свите ($J_2 \text{ b}_{1-2}$).

В скважине предполагается следующая литолого-стратиграфическая разбивка (табл. 4.1).

Таблица 4.1 Литолого-стратиграфическая разбивка в проектной скважине Дерябинская 16

Номер скважины (альтитуда устья, м)	16 (28,0)
Посевная стратиграфическая разбивка	Глубина залегания, м
Четвертичные Q	
Танамская $K_2 \text{ m}$	
Салпадаяхская $K_2 \text{ km}$	
Насоновская $K_2 \text{ t}_{2.\text{st}}$	-410
Дорожковская $K_2 \text{ t}_1$	410
Долганская $K_{1-2} \text{ a}_{1-2} \text{ s}$	450
Яковлевская $K_1 \text{ a}_2 \text{ a}_{1-2}$	872
Малохетская $K_1 \text{ g}_1 \text{ a}_1$	1180
Байкаловская $K_1 \text{ v}_1 \text{ g}_1$	1490
Шуратовская $K_1 \text{ b}_1 \text{ v}_1$	2156-2860
Гольчихинская $J_2 \text{ b}_{1-2} \text{ t}_3^2 \text{ K}_1 \text{ b}_1$	2860-3230
Мальшевская $J_2 \text{ b}_2^2 \text{ b}_{1-2} \text{ t}_3^1$	3230-3445
Леонтьевская $J_2 \text{ b}_{1-2}$	3445-3515
Забой	3515

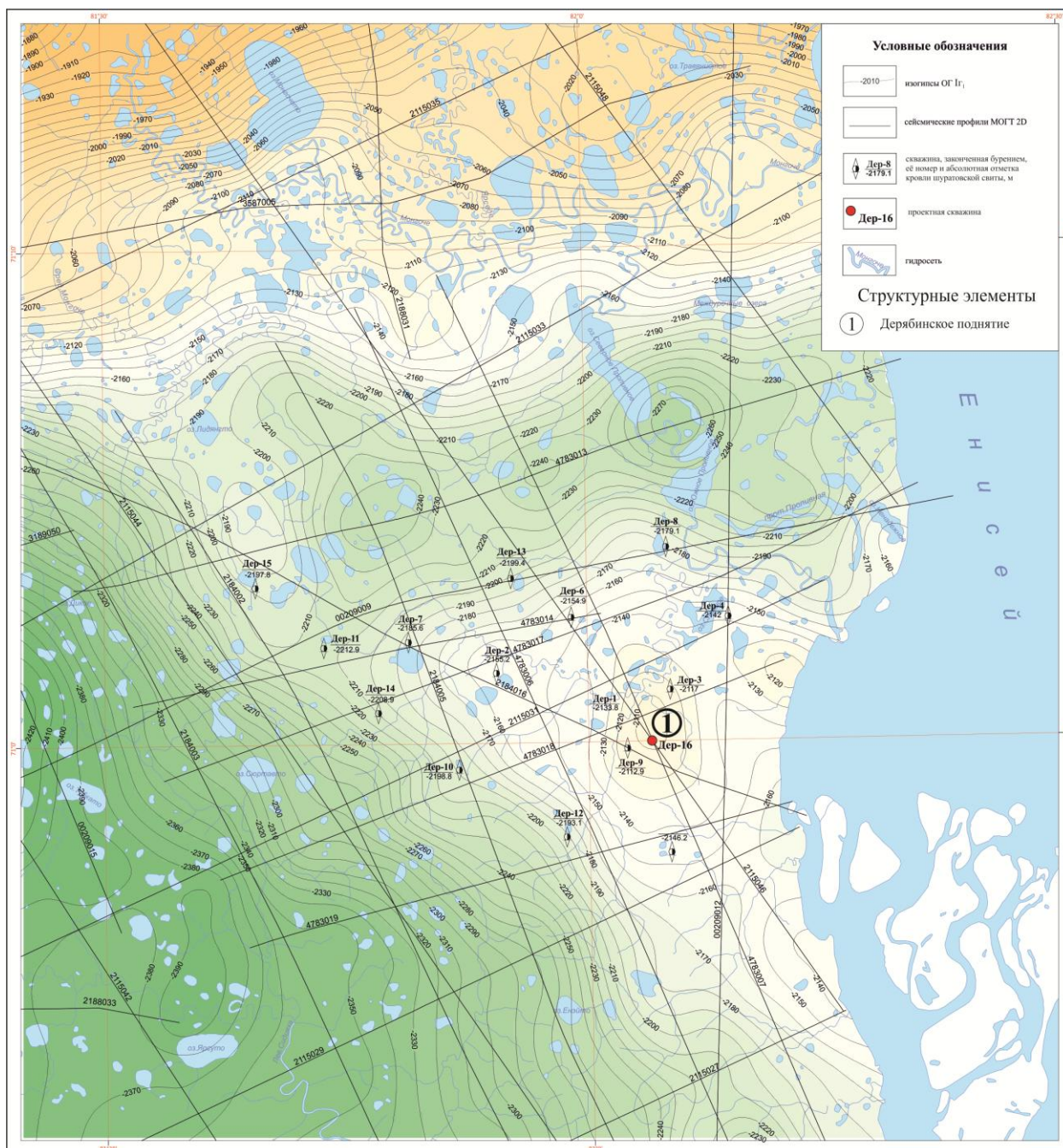


Рис. 4.1 Положение проектной скважины на структурной карте по ОГ Ig₁ (кровля шуратовской свиты (K1shr)) (Масштаб 1:100 000)

4.3. Физико-геологическая модель объекта исследования

Объектом исследования является геологический разрез по проектной скважине Дерябинская 16.

На этапе проектирования геофизических работ формируется априорная физико-геологическая модель объекта исследования и с помощью неё определяется типовой комплекс геофизических методов.

Физико–геологическая модель (рис. 4.2) была составлена на основе разреза скважины 7 Дерябинского месторождения. Разрез является достаточно информативным для месторождения и поставленных геологических задач. Разрез содержит геологический объект в интервале глубин 2550 – 2950 м - продуктивные пласты группы Нх, которые с геологической и геофизической точки зрения, хорошо изучены.

Основные литологические разности - песчаники, алевролиты, аргиллиты и плотные породы.

Выделение песчаников. Под «песчаниками» понимаются песчано-глинистые породы-коллекторы, объединяющие песчаники чистые, песчаники глинистые и переходные разности между песчаниками и алевролитами, обладающие свойствами коллектора. Песчаники изучаемой территории характеризуются присутствием в них чаще всего глинистого цемента (дисперсная глинистость), а также наличием самостоятельных прослоев и линз глинистого материала (соответственно, слоистая и структурная глинистость).

Так как все виды глинистого материала в песчаном коллекторе снижают величину аномалии $\alpha_{\text{пс}}$, то при изменении $\alpha_{\text{пс}}$ в пределах от 0,7 до 0,3 песчаники относят к литотипу глинистых песчаников. Величина $\alpha_{\text{пс}}$ в пределах менее 0,3 характерна для глин и для неколлекторов (песчаников с базальным цементом, когда $K_{\text{п}} < K_{\text{гл}}$). Для сеноманских отложений это граничное значение лежит в пределах $< (0,2-0,25) \alpha_{\text{пс}}$. Величина $\alpha_{\text{пс}}$ в пределах 0,7-1 характерна для чистых песчаников. Чистые песчаники по данным ГИС отличаются от глинистых песчаников кроме величины $\alpha_{\text{пс}}$, более низкими значениями ГК, более высокими значениями НГК, более резким изменением радиального градиента кажущихся сопротивлений на диаграммах БКЗ с различной радиальной глубиной исследования.

Таким образом, в разрезе наблюдается четыре участка на кривой ПС с максимально отрицательными отклонениями, что говорит о песчаных породах. Ширина отклонений соответствует мощности пласта-коллектора.

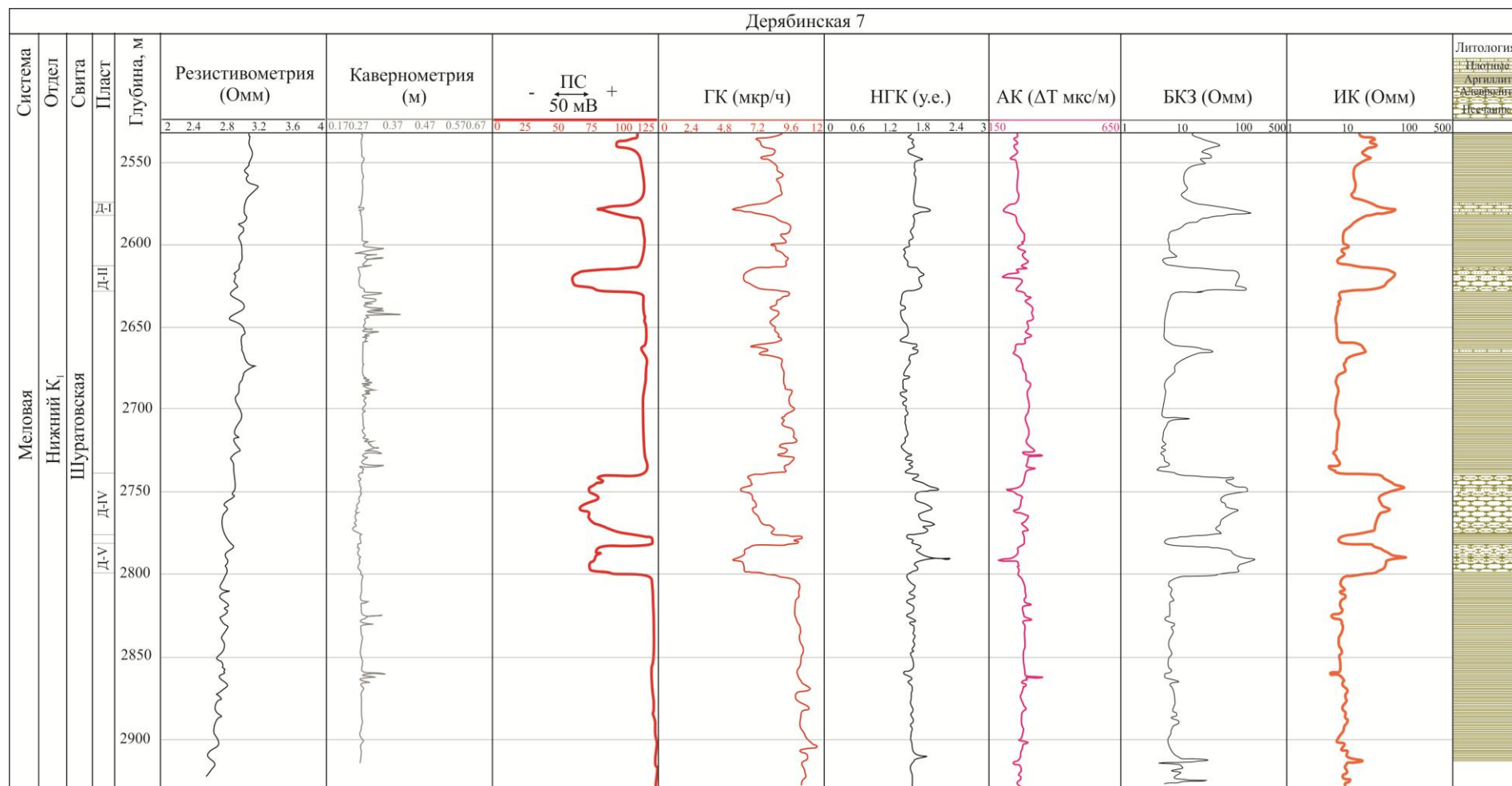


Рис. 4.2 Физико-геологическая модель в целевом интервале по скважине Дерябинская 7

Выделение алевролитов. В разрезе выделяются в интервале 2776.9 - 2782.2 м. Под алевролитами понимаются песчано-глинистые разности, являющиеся неколлекторами как по качественным, так и по количественным признакам. Относительно глин (аргиллитов) их отличают более высокие значения кажущихся сопротивлений на методах электрометрии БКЗ, ИК и НГК, более низкие показания на кривых ГК и АК. По каверномеру алевролиты, как правило, имеют номинальный диаметр.

Выделение глин (аргиллитов). Глины в разрезе выделяются в интервалах: 2532 – 2537 м; 2541.2 – 2547.2 м; 2550 – 2575 м; 2583 – 2613.8 м; 2629.3 – 2665.6 м; 2667.6 – 2739.7 м; 2776.9 – 2782.2 м; 2800 – 2914.3 м.

Под глинами понимаются чистые аргиллиты и частично алевролиты, не обладающие свойствами коллектора, т.е. неколлекторы. Неколлекторы – глины (аргиллиты) характеризуются в разрезе минимальными значениями ρ_k на зондах электрометрии БКЗ, ИК, отсутствием радиального градиента ρ_k на различных зондах, отсутствием аномалии ПС (нулевые и близкие к ним значения), максимальными значениями, увеличением или номинальным диаметром скважины.

Выделение плотных (карбонатных) прослоев. Плотные породы выделяются в интервалах: 2547.2 – 2550 м; 2575 – 2576.9 м; 2579.2 – 2583 м; 2617.3 – 2621.4 м; 2665.6 – 2667.6 м; 2748.6 – 2750.7 м; 2790.8 – 2792.8 м.

Характерной особенностью изучаемого разреза является практически полное отсутствие самостоятельных карбонатных отложений. Тем не менее, по всему меловому и юрскому разрезу довольно часто встречаются «плотные» прослои. Это, как правило, песчано-алевролитовые литотипы с карбонатным цементом. Прослои с карбонатным цементом по данным ГИС выделяются как «плотные» низкопористые породы. Это происходит из-за заполнения емкостного пространства пород карбонатным беспоровым цементом. Вследствие этого ρ_k всех зондов имеет повышенное, чаще всего максимальное значение. Значение ПС и $\alpha_{пс}$ близко к «0» при залегании плотного прослоя среди глин и алевролитов, при нахождении плотного прослоя в песчаниках (коллекторах) значения ПС ($\alpha_{пс}$) могут равняться или приближаться к значениям во вмещающем песчанике (при более высокой карбонатности плотного) или незначительно снижаться (при более высокой его глинистости). Показания ГК напротив плотных пропластков низкие, а НГК повышенные, диаметр скважины имеет номинальное значение, акустический метод характерен минимальным интервальным временем АК.

Выделение углистых прослоев. Удельное электрическое сопротивление углей варьирует в широких пределах и зависит очень сильно от степени их метаморфизма (углификации) и зольности. Чаще прослои угля юрского и мелового возраста на

рассматриваемой территории характеризуется большими значениями удельного электрического сопротивления в разрезе. Эти же угли однозначно имеют низкую объемную плотность, низкую естественную радиоактивность (ГК) и низкие показания нейтронных методов (НГК), высокие показания АК.

Благодаря таким петрофизическим особенностям углистые пропластки в изучаемых разрезах однозначно выделяются одновременным снижением показаний на диаграммах ГК и ГГК, с увеличением показаний на диаграммах акустического метода (ΔT), кавернометрии ($d_{\phi} > d_n$). Диаграмма ПС против каменных углей имеет околонулевые показания или низкие отрицательные значения.

Для более достоверного определения литологии пород комплекс ГИС должен быть более широким и содержать в своем составе ГГК-П, ННК-Т, СГК, ВАК (широкополосный вариант), кроме зондов БКЗ еще и комплекс разноглубинных зондов БК, ИК. Как показано выше в большинстве скважин оказался ограниченный комплекс ГИС, в основном, два зонда БКЗ (ГЗ-3, ГЗ-4), БК (частично «зарезанный» из-за неправильно выбранного режима записи), ПЗ, КВ редко МБК, МКЗ, МК и АК (ΔT). Поэтому, при определении литологии привлекались все имеющиеся в деле скважины геологические данные (ГТН, геологическое описание керна и шлама, геологический разрез, оперативное заключение по данным ГИС и т.д.).

Углистые простои на рассматриваемом интервале разреза отсутствуют.

Сопротивление бурового раствора уменьшается вниз по стволу от 0.43 до 0.30 Омм.

4.4. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса

В результате проведенного анализа выполненных геофизических исследований в скважине № 7 и построения ФГМ установлено, что комплекс методов ГИС в составе: ГК, ПС, ИК, НГК, БКЗ, АК, а так же резистивометрия и кавернометрия вполне обеспечат решение поставленных геологических задач.

Далее приводится обоснование методов, которые будут применяться для решения конкретных задач в проектной скважине 16 Дерябинского месторождения.

Литологическое расчленение разреза. Поскольку разрез на Дерябинском месторождении представлен песчано-глинистыми отложениями, для определения литологического состава разреза применяем следующие методы ГИС: ПС, ГК, АК.

Метод ПС основан на естественных электрохимических процессов, протекающих на границах между скважиной и породами, а так же между пластами различной литологии в разрезе скважины. Таким образом, наблюдаются резкие изменения потенциала ПС

против контакта пород, благодаря протеканию электрического поля на границе между породой и буровым раствором, обусловленные диффузией солей. При ГК интенсивность естественной радиоактивности пород зависит от содержания в них глин. Глины обладают высокой радиоактивностью. Акустические методы базируются на определении упругих свойств горных пород по данным распространения в них упругих волн. Это связано с их минеральным составом, пористостью и формой пустотных пространств. Максимальные значения ΔT и α в терригенном разрезе соответствуют углю и глине, минимальные – плотным песчаникам и алевролиту неколлектору, а срединные значения соответствуют песчанику и алевролиту с различной пористостью и содержанием глины.

Выделение пластов-коллекторов производится по комплексу геофизических методов с использованием, в основном, прямых качественных признаков, методами кавернометрии, ПС, БКЗ, ИК. Основные свойства коллектора, отличающие его от вмещающих пород, – это проницаемость, пористость и глинистость.

Прямые признаки коллектора:

- сужение диаметра за счет образования на стенке скважины глинистой корки (ДС).
- наличие радиального градиента сопротивления по диаграммам разноглубинных зондов электрического каротажа (БКЗ, ИК).

В большинстве случаев коллекторам соответствуют отрицательные аномалии ПС и уменьшение естественной радиоактивности относительно вмещающих глин.

Характер насыщения коллекторов оценивается методами удельного электрического сопротивления коллекторов (БКЗ) и нейтронным каротажем (НГК). Нефть и газ не проводят электрический ток, поэтому находясь в поровом пространстве пород, они частично замещают воду и снижают проводимость породы. Водонасыщенные коллекторы отмечаются низкими значениями сопротивлений, т.к. они обладают высокой проводимостью. Показания НГК зависят от водородосодержания горных пород. Против водоносной части пласта показания завышены, по сравнению с показаниями против нефтеносной его части. Низкими показаниями отмечаются пористые и проницаемые породы-коллекторы, а высокими – плотные породы.

Определение коэффициента пористости. Коэффициент пористости (K_p) является емкостной характеристикой коллектора. Существуют различные методы определения K_p с использованием данных комплекса ГИС. Для оценки K_p использовался акустический каротаж. Общий характер зависимости пористости от интервального времени распространения упругой волны с учетом глинистости через относительную амплитуду ПС, НГК, АК.

Определение коэффициента нефтегазонасыщенности. В нефтегазонасыщенных

пластах всегда есть определенное количество пластовой воды, поэтому эти нефтяные пласты имеют ограниченное электрическое сопротивление. В рассматриваемой области основным методом определения коэффициента нефтенасыщенности является метод сопротивления. Определение нефтенасыщенности коллекторов основано на том факте, что сопротивление коллектора увеличивается с увеличением количества газа или нефти в его поровом пространстве. Для оценки нефтегазонасыщенности коллектора параметр насыщения вводят, как отношение удельного сопротивления нефтенасыщенного пласта к сопротивлению того же пласта, поровое пространство которого полностью заполнено пластовой водой.

Часть порового пространства в нефтенасыщенном пласте заполнено углеводородами, которые являются электрическими изоляторами, как и минеральная фаза коллектора.

Определение коэффициента проницаемости. Пористая среда может пропускать через себя жидкость или газ только в том случае, если ее поры соединены между собой. Тогда говорят, что среда проницаема.

Методы электрического каротажа (ПС) и гамма-каротажа применяются для оценки коэффициента проницаемости коллекторов. Методом сопротивления устанавливают зависимость между содержанием связанной воды и удельной поверхностью его зерен. На основе этой зависимости определяют параметр насыщения P_n , который является функцией коэффициента проницаемости и пористости.

В основе определения коэффициента проницаемости ($K_{пр}$) пород по данным ГИС лежат эмпирические зависимости между фильтрационными параметрами и емкостными, которые можно оценить по данным ГИС. К таким зависимостям относятся связи между $K_{пр}$, $K_{пэф}$ и K_p .

Для определения коэффициента проницаемости по данным гамма-активности исходят из прямой связи между k_u и глинистостью коллектора, во многом определяющей коэффициент его проницаемости, прямой зависимости K_v , $K_{св}$, коллектора от $K_{гл}$ и связи между $K_{пр}$ и $K_{св}$.

Исходя из анализа ранее проведенных работ, в скважине 16 проектируется следующий комплекс методов (табл. 4.2).

Таблица 4.2 Комплекс геофизических методов в проектной скважине 16

№ п/п	Название исследований	Записи	Исследования
1	Стандартный каротаж	1:500	Каротаж от забоя до башмака кондуктора
2	Инклинометрия	точки ч/з 25м	
3	Кавернометрия	1:200	
4	Индукционный каротаж	1:200	
5	Радиоактивный каротаж	1:500	
6	Акустический каротаж	1:500	
7	Резистивиметрия	1:200	Каротаж в продуктивной части разреза
8	Боковое каротажное зондирование	1:200	
9	Стандартный каротаж	1:200	

5. МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ

5.1. Методика проектных геофизических работ

На Дерябинском нефтегазоконденсатном месторождении геофизические исследования производят, руководствуясь документом РД 153-39.0-072-01 «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований, и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах»[4].

Выбор методики и аппаратуры основывается на геофизической изученности по результатам ранее проведенных геофизических исследований и поставленной задачи данного проекта с учетом рекомендаций [5]. Каротажные методы и их основное применение приведены в таблице 5.1.

В проектной скважине будут применяться следующие методы ГИС:

- Стандартный каротаж (ПС);
- Индукционный каротаж (ИК);
- Боковое каротажное зондирование (БКЗ);
- Радиоактивный каротаж (ГК, НГК);
- Акустический каротаж (АК);
- Кавернометрия (ДС);
- Резистивиметрия (РЕЗ);
- Инклинометрия

Таблица 5.1 Каротажные методы и их основное применение

Задачи исследования	Слои, представленные песчано-глинистыми породами	Слои, сложенные карбонатными породами
1	2	3
I. Изучение геологического строения разрезов		
1. Литологическое расчленение, определение мощности и состава слоев	БКЗ, ПС	БКЗ, ГК, НГК
2. Выявление трещиноватых закарстованных и других ослабленных интервалов разреза, а также тектонических нарушений	-	ПС, НГК, АК
II. Изучение гидрогеологических характеристик разрезов		
3. Выявление обводненных и проницаемых зон и определение их эффективной мощности	ПС, РЕЗ, АК	РЕЗ, НГК, АК
4. Количественная и качественная оценка порово-трещинной пустотности горных пород	БКЗ, ГК, НГК	БКЗ, ГК, НГК, АК
5. Количественная или качественная оценка фильтрационных свойств пород	ГК, РЕЗ	ГК, РЕЗ
6. Количественная оценка общей минерализации подземных вод	РЕЗ, БКЗ	РЕЗ, БКЗ

Стандартный каротаж - каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС, ПЗ). Используется для выделения пластов различного литологического состава, определения глубины их залегания и мощности, оценки пористости и коллекторных свойств пород, а также выявления полезных ископаемых.

Будет проводиться с помощью аппаратуры К1А-723-М от забоя до башмака кондуктора: подошвенным градиент-зондом А2М0.5N, потенциал-зондом N6М0.5А или N11М0.5А с одновременной записью кривой ПС. Предусматривается масштаб глубин 1:500 и масштаб сопротивлений 5; 25 и 125 Ом/см, ПС-12,5 мВ/см. скорость регистрации 1800-2900 м/час.

Боковое каротажное зондирование (БКЗ). На основе анализа характера видимого изменения сопротивления при увеличении размера зонда можно определить удельное электрическое сопротивление методом бокового каротажного зондирования.

БКЗ будет проводиться только в интервале залегания продуктивных горизонтов с целью определения характера насыщения пластов подошвенными градиент-зондами $A_{0,4}M_{0,1}N$; $A_1M_{0,1}N$; $A_2M_{0,5}N$; $A_4M_{0,5}N$; A_8M_1N . С Дополнительной записью кровельного градиент-зонда $N_{0,5}M_2A$ и потенциал-зонда $A_{0,5}M_8N$. БЭЗ проводится в масштабе глубин 1:200 аппаратурой К1А-723-М; масштаб записи кривых 5 Ом/см. скорость записи 2500 м/час.

Индукционный каротаж (ИК) - это электромагнитный метод, основанный на измерении кажущейся электропроводности породы. ИК также используется для определения характера насыщения и местоположения ВНК.

Каротаж будет проведен аппаратурой К1А-723-М с использованием зондов 6Ф1 и 8Ф1.4. ИК будет проводиться в интервале общих исследований по стволу скважины. Масштаб регистрации кривых 10 мСим/см. Скорость регистрации до 2000 м/час. Масштаб глубин 1:200.

Радиоактивный каротаж (ГК, НГК) используется для литологического расчленения разреза, для корреляции разрезов скважин (привязка по глубине) и для определения коллекторских свойств пласта.

Каротаж будет выполняться по всему стволу скважины, в том числе и в интервале детальных исследований в комплексе ГК+НГК, аппаратурой СРК-43. Скорость записи в продуктивных отложениях должна быть 200-300 м/час, для остальной части разреза, до 400-500 м/час. Запись ГК будет проводиться как в необсаженной скважине (в продуктивной части разреза), так и в обсаженной скважине в остальной части разреза. Масштаб глубин по всему стволу 1:500.

Акустический каротаж (АК) основан на изучении полей упругих колебаний.

Согласно данным, АК используется для расчленения разрезов скважины в соответствии с плотностью, коллекторскими свойствами, пористостью и характеристиками пласта, чтобы идентифицировать нефть и газ, границы между нефтью и водой и определить природу насыщенной жидкостью породы, чтобы судить о технических условиях скважины, особенно о качестве цементировании обсадной колонны.

Каротаж будет выполняться скважинными приборами 4АКД-К-76 серии «КАСКАД» по всему стволу скважины. Для записи будет использован зонд И₁0,33 И₂1,4П. Качество кривых АК будет оцениваться согласно технической инструкции. В процессе записи акустического каротажа будет производиться регистрация только параметров продольной волны: временных (ΔT , T_1 , T_2) и амплитудных (A_1 , A_2 , α). Масштаб глубин 1:500.

Кавернометрия. Диаметр скважины будет замеряться с помощью каверномеров 4СКП серии «КАСКАД». Цель замеров – расчет количества цемента, необходимого при цементации затрубного пространства скважин, определение толщины глинистой корки и диаметра скважины и использование при интерпретации геофизических материалов. Кавернометрия проводится в масштабе 1:200. Масштаб записи кривых 2см/см. скорость подъема снаряда не превышала 1200-1500 м/час. Калибровка приборов производится непосредственно перед записью по трем диаметрам.

Резистивиметрия. Измерение сопротивления бурового раствора будет производиться токовым резистивиметром в масштабе глубин 1:200.

Удельное сопротивление глинистого раствора по стволу скважин и сопротивление бурового раствора будет замеряться К1А-723-М.

Инклинометрия измеряет угол и азимут в скважинах. Будет выполняться точечными аналоговыми приборами марки «КИТ» через 25 м. Градуировка приборов должна проводиться раз в квартал на базе партии при помощи стола инклинометра ИСИ-2.

Порядок проведения ГИС определяется степенью влияния зоны инфильтрации на показания каждого метода и характеристиками интерпретации метода ГИС. Сначала будет записана кривая ИК для получения информации о состоянии ствола скважины и определения удельного сопротивления пласта. В конце основного исследования будет проведен каротаж ГК и АК, отражающие пористость и литологию породы, потому что они менее подвержены влиянию промывочной жидкости и ее фильтрата.

Данный комплекс ГИС позволит решить основные геологические задачи, такие как стратиграфическое расчленения разреза, выполнить задачу выделения литотипов, выделения коллекторов, определения их характера насыщения и оценки подсчетных

параметров в продуктивных интервалах.

5.1.1. Применяемая аппаратура и оборудование

Прибор комплексный электрического каротажа К1А-723 (рис. 5.1)



Рис. 5.1 Внешний вид прибора К1А-723-М [5]

Предназначен прибор для геофизического исследования нефтяных и газовых скважин в открытом стволе. За один проход прибор может обеспечивать измерение по интервалу исследования комплексом зондов БКЗ, зондом трехэлектродного БК, зондом КС, зондом ИК, ПС и резистивиметром.

Прибор решает вопросы электрического каротажа, определения водо- и нефтенасыщенности и разделения нефтяных пластов.

Интегрированный прибор для каротажа К1А-723-М имеет небольшие размеры, высокую надежность и производительность. В эксплуатации прост.

Условия эксплуатации:

- скважина должна быть заполнена промывочной жидкостью на водной основе с удельным сопротивлением от 0,05 до 5 Ом·м;
- температура окружающей среды от 5 до 120°C;
- максимальное гидростатическое давление 80 МПа

Прибор эксплуатируется в комплекте со следующими изделиями:

- цифровым каротажным регистратором, адаптированным к приёму сигнала прибора и имеющим соответствующее программное обеспечение;
- источником стабилизированного синусоидального тока $(0,4 \pm 0,02)$ А (400 ± 5) Гц, обеспечивающим действующее значение выходного напряжения до 300 В;
- трехжильным бронированным геофизическим грузонесущим кабелем марки КГЗ-60-150 ТУ16.К09-108-99 (или аналогичным ему по характеристикам) длиной от 2000 до 6000 м, оснащенный кабельным наконечником НКБ ГОСТ 14213

Физические параметры и технические характеристики прибора представлены в таблицах 5.2 и 5.3.

Таблица 5.2 Основные физические параметры К1А-723-М

Длина, м	21,4
Длина корпуса, м	3,9

Диаметр, мм	73
Масса, кг	80
Параметры тока питания, Гц\мА	400/400
Максимальная рабочая температура, °С	120
Максимальное рабочее давление, мПа	80
Скорость каротажа, м\час	3000

Таблица 5.3 Основные технические характеристики К1А-723-М

Зонд	Единица измерения	Диапазон	Предел доп. основной погрешности
A8,0M1,0N A4,0M0,5N A2,0M0,5N N0,5M2,0A A1,0M0,1N	Омм	0,2...5000	+3+0,05(Xв/X-1)%
A0,4M0,1N N11M0,5A	Омм	0,2...1000	+3+0,05(Xв/X-1)%
ПС	В	-0,5...+0,5	+25%
Резистивиметр	Омм	0,05...5	+5+0,2(Xв/X-1)%
Зонд БК-3	Омм	0,2...10000	10%

Прибор комбинированный радиоактивного каротажа СРК-43 (рис. 5.2)



Рис. 5.2 Внешний вид прибора СРК-43 [6]

Прибор измеряет мощность экспозиционной дозы (МЭД) естественного гамма-излучения (ГК), водонасыщенной пористости пород методом компенсированного нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам – 2ННКт.

Используется для исследования открытых и обсаженных нефтяных и газовых скважин, заполненных промывочной жидкостью любого состава.

Решаемые задачи:

- детальное литологическое расчленение;
- определение пористости пластов;
- определение коэффициента газонасыщенности;
- выделение газоносных пластов, газожидкостного контакта

Измерительная установка компенсированного нейтрон-нейтронного каротажа содержит камеру для размещения ампульного источника быстрых нейтронов (Pu+Be, с выходом от 5×10^6 до 1×10^7 н/с) и два гелиевых детектора тепловых нейтронов. Измерительная установка ГК содержит один сцинтилляционный детектор гамма-квантов с ФЭУ. Измеряемые параметры и Общие технические данные прибора представленные в таблицах 5.4 и 5.5.

Таблица 5.4 Измеряемые параметры прибора СРК-43

Измеряемые параметры	Диапазон	Погрешность
МЭД естественного гамма-излучения горных пород	0.1÷250 мкР/ч	±15%
Водонасыщенная пористость по 2ННКт	1÷40%	$\pm[4,2+2,3(40/K_{п-1})]\%$
Чувствительность зонда ГК, не менее	400 (имп/мин)/(мкР/час)	
Вертикальное разрешение	60 см	
Глубинность исследований	30 см	

Таблица 5.5 Общие технические данные прибора СРК-43

Общая длина прибора, мм	3385	не более
Диаметр прибора, мм	43	не более
Общая масса прибора, кг	20	не более
Диаметр исследуемых скважин, мм	от 70 до 180	
Скорость каротажа, м/ч - в терригенном разрезе; - в карбонатном разрезе.	250÷400 400÷800	
Частота записи, точек на 1 м	10÷20	
Комбинируемость	концевой	
Положение в скважине	свободное	

Прибор акустического каротажа 4АКД-К-76 серии «КАСКАД» (рис. 5.3)



Рис. 5.3 Внешний вид аппаратуры акустического каротажа 4АКД-К-76 [6]

Прибор измеряет параметры распространения головных волн и волны по обсадной колонне.

Используется в обсаженных скважинах, заполненных жидкостью на водной или нефтяной основе и в скважинах с открытым стволом.

Решаемые задачи:

- в скважинах с открытым стволом определяет коэффициент пористости и модули упругости породы;
- оценивается качество цементирования обсадной колонны

Измерительный зонд содержит два излучателя I_1 , I_2 и два приёмника $П_1$, $П_2$ упругих колебаний, разделённых акустическими изоляторами и размещённых на противоположных концах зонда. Пары излучателей и приёмников образуют две измерительные базы со встречными системами наблюдения – компенсированный зонд. Излучатели – цилиндрические магнитострикционные с основной частотой излучения 20 кГц. Зонд модуля 4АКД дополнительно снабжён сменным удалённым излучателем I_3 . Излучатель I_3 – цилиндрический магнитострикционный с основной частотой излучения 10 кГц. Формула зондов – $П_20.4П_11.0И_10.4И_2$ и $П_20.4П_13.0И_3$.

Измеряемые параметры и общие технические данные прибора представлены в таблицах 5.6 и 5.7.

Таблица 5.6 Измеряемые параметры прибора 4АКД-К-76

Измеряемые параметры	Диапазон	Погрешность
При измерении параметров волн в открытом стволе: - интервальное время продольной волны; - интервальное время поперечной волны; - коэффициент затухания Р-волны.	100÷500 мкс/м 150÷500 мкс/м 0÷20 дБ/м	±5 мкс/м ±15 мкс/м ±3 дБ/м
При измерениях в обсадной колонне: - коэффициент затухания волны по колонне.	0÷20 дБ/м 20÷30 дБ/м	±3 дБ/м ±6 дБ/м

Таблица 5.7 Общие технические данные прибора 4АКД-К-76

Общая длина прибора, мм	5130	не более
Диаметр прибора, мм	76	не более
Максимальный диаметр по центраторам, мм	80	не более
Общая масса прибора, кг	100	не более
Диаметр исследуемых скважин, мм	от 100 до 300	
Диаметр исследуемых обсадных колонн, мм	от 127 до 245	
Скорость каротажа, м/ч	800	
Комбинируемость	концевой	
Положение в скважине	центрируется	

Каверномер - профилемер скважинный 4СКП серии «КАСКАД» (рис. 5.4)



Рис. 5.4 Внешний вид каверномера - профилера скважинного 4СКП [6]

Прибор предназначен для независимого измерения четырёх радиусов в скважине в двух взаимно перпендикулярных плоскостях.

Используется в нефтегазовых скважинах в открытом и закрытом стволе.

Решаемые задачи:

- измерение диаметра скважины;
- поиск желобов;
- подсчёт объёма затрубного пространства скважины;
- контроль технического состояния скважины и др.

Измерения проводятся с помощью резистивных датчиков перемещения, каждый из которых механически связан со своим рычагом.

Измеряемые параметры и общие технические данные каверномера 4СКП представлены в таблицах 5.8 и 5.9.

Таблица 5.8 Измеряемые параметры каверномера 4СКП

Измеряемые параметры	Диапазон	Погрешность
Радиусы раскрытия рычагов	50÷350 мм	±3 мм
Диаметр скважины	100÷700 мм	±5 мм

Таблица 5.9 Общие технические данные каверномера 4СКП

Общая длина прибора, мм	3525	не более
Диаметр прибора, мм	76	не более
Общая масса прибора, кг	90	не более
Управление приводом	многократное, по команде с поверхности	
Время раскрытия (закрытия) рычагов, мин	3	не более
Номинальный диаметр скважины, мм	от 100 до 350	
Скорость каротажа, м/ч	до 2000	

Инклинометры КИТ и КИТА [7]

Приборы предназначены для измерения угла наклона и азимута искривления необсаженного ствола скважины. Оборудование рассчитано на совместную эксплуатацию с каротажной станцией СК-С (унифицированный источник питания УИП-К) и может работать с любым типом каротажного кабеля длиной до 5000 м. Инклинометр КИТА отличается от КИТ большим допустимым гидростатическим давлением на прибор.

Инклинометр КИТ (КИТА) состоит из наземной панели и скважинного прибора. Пространственное положение инклинометра определяется тремя чувствительными элементами: рамкой, отвесом и компасом. Из-за нагрузки, закрепленной на раме, ее центр тяжести смещен относительно оси вращения рамы, поэтому основная плоскость рамы проходит через ось вращения системы, а центр тяжести груза совпадает с наклонной плоскостью устройства.

Плоскость качания отвеса совпадает с основной плоскостью наклона рамы, а отвес кинематически связан с датчиком переменного сопротивления - азимутальным реохордом.

Используется коллектор с тремя контактными кольцами и двумя парами щеток, расположенными в верхней части рамы, к измерительной схеме пульта подключают реохорд углов, либо реохорд азимута, сопротивление которых изменяется пропорционально зенитному углу и азимуту отклонения оси скважины. Чтобы измерить угол и азимут переключением на наземной панели для фиксации чувствительных элементов используются электромагниты.

Конструктивно скважинный прибор состоит из электронного блока диаметром 45 мм, который заполнен демпфирующей жидкостью, которая состоит из смеси керосина и жидкости ПЭС-4. Наземная панель расположена на единой стойке, где размещены

элементы управления, измерительные приборы и разъемы для подключения кабелей. Техническая характеристика инклинометров представлена в таблице 5.10.

Таблица 5.10 Техническая характеристика инклинометров КИТ и КИТА

Диапазон измерения зенитного угла, градус	0-50
Диапазон измерения азимута, градус	0-360
Максимальная основная погрешность измерения КИТ, мин:	
зенитного угла	± 30
азимута	± 4
Время успокоения чувствительных элементов КИТ, с	12
Диапазон рабочих температур, °C	$(-10) \div 120$
Напряжение питания скважинного прибора, В	270
Диаметр скважинного прибора, мм:	
КИТ	60
КИТА	74
Максимальное гидростатическое давление, МПа:	
КИТ	60
КИТА	120
Длина скважинного прибора с удлинителем, мм	1800

5.1.2. Метрологическое обеспечение

Только скважинные станции и скважинные инструменты, которые были откалиброваны в службах измерений геофизических компаний, получившие право на проведение калибровочных работ, могут проводить исследования скважин. Если у компании нет аккредитованной метрологической службы, техническое оборудование должно быть откалибровано метрологической службой другого юридического лица, уполномоченной использовать ГИС-оборудование для калибровки, например, метрологической службой базовой организации метрологического центра или производственным предприятием.

Используют типовые технические средства, указанные в документации на прибор и оборудование, для калибровки в соответствии с действующими стандартными требованиями к таким приборам или оборудованию.

Первоначальная калибровка выполняется производителем скважинного прибора или наземного оборудования. Итог начальной калибровки является частью рабочей документации поставляемого оборудования.

Периодическая калибровка прибора в фиксированном состоянии (на основе геофизического предприятия) проводится с интервалами, указанными в эксплуатационных документах, но не реже одного раза в квартал во время ввода в эксплуатацию и после каждого технического обслуживания. Результаты регулярной калибровки хранятся в базе данных метрологической службы предприятия и передаются в

базу данных лаборатории каротажа, которая предназначена для проведения исследований с использованием этих приборов. Они используются для обеспечения цифровых показаний скважинных приборов, масштабирования в физических единицах и контроля достоверности измеренных цифровых данных и результатов калибровки на месте.

Регулярная калибровка выполняется, используя калибровочный инструмент, указанный в документации на прибор и на оборудование.

Измерения во время калибровки выполняются с использованием наземного оборудования (геофизические кабели, регистраторы и т. д.), а их характеристики должны соответствовать оборудованию, используемому скважинными исследованиями.

Если информация указана в эксплуатационной документации на оборудование, скважинный прибор должен быть откалиброван на месте перед каждым спуском и после каждого подъема оборудования из скважины. В иных случаях при использовании цифровых инструментов будут использоваться файлы периодической калибровки.

5.2. Интерпретация геофизических данных

По результатам количественной интерпретации ГИС рассчитываются запасы месторождений, контролируется извлечение УВ из залежей.

В рамках проекта будет выполнена поточечная интерпретация данных ГИС мезозойской части разреза проектной скважины, пробуренной на Дерябинском месторождениях.

При определении подсчетных параметров коллекторов будут приняты алгоритмы, обоснованные в отчетах по подсчетам запасов по месторождениям, числящимся на Государственном балансе, или изложенные в соответствующих тематических отчетах. Петрофизические исследования керн будут привлекаться для обоснования применяемых алгоритмов и для контроля полученных результатов, и для построения зависимостей для изучаемых отложений. Интерпретация данных ГИС будет осуществляться в специализированной системе ВИДГИС. В текущем разделе изложены общие положения методики интерпретации материалов ГИС.

5.2.1. Определение исходных геофизических параметров

При интерпретации будут использоваться следующие геофизические параметры: удельное электрическое сопротивление (ρ_n), относительный параметр ПС ($\alpha_{пс}$), двойной разностный параметр ГК (ΔJ_γ), двойной разностный параметр НГК ($\Delta J_{n\gamma}$).

Удельное электрическое сопротивление пласта (ρ_n) определяется путем комплексной интерпретации электрических и электромагнитных методов ГИС. При

обработке диаграмм БКЗ, ИК проводится корректировка масштабов записи и нулевой линии. С этой целью в разрезе выделяются опорные непроницаемые пласты с толщинами > 5 м с низкими (аргиллиты) и высокими сопротивлениями. По этим опорным пластам осуществляется контроль качества зондов БКЗ и индукционного каротажа, а также уточняется величина P_c . При необходимости в показания зондов БКЗ и ИК вносятся поправки за искажение масштаба и смещение нулевой линии. Положение нуля индукционного каротажа контролируется также по высокоомным отложениям.

После проверки качества материалов ГИС по комплексу зондов БКЗ-ИК определяется удельные сопротивления (ρ_n) пластов-коллекторов при мощности более 1,2 м. Удельное сопротивление зоны проникновения определяется по кажущемуся сопротивлению малых градиент-зондов БКЗ ($AO=0,45$ м и $AO=1,05$ м). Удельное сопротивление промывочной жидкости, необходимое для уверенной интерпретации данных БКЗ, определяется, как правило, по данным скважинной резистивиметрии. При небольшой мощности интерпретируемых пропластков удельное сопротивление определяется, как правило, по данным ИК.

Для расчета *относительной аномалии ПС* ($\alpha_{пс}$) применяется общепринятая методика. На уровне максимальных показаний на кривой ПС, соответствующих глинам, проводится опорная «линия глин». От этой линии отсчитывается величина наблюдаемой аномалии ПС для всех исследуемых пластов-коллекторов.

Для определения фильтрационно-емкостных свойств пород в практике подсчета запасов используется относительная амплитуда ПС, представляющая собой отношение показаний ПС в исследуемом и опорном пластах:

$$\alpha_{пс} = \Delta U_{пс} / \Delta U_{пс}^{\text{макс}},$$

где $\Delta U_{пс}$ – амплитуда ПС исследуемого пласта, $\Delta U_{пс}^{\text{макс}}$ – амплитуда ПС опорного пласта.

В качестве опорного выбирается водоносный пласт с максимальной амплитудой ПС в районе изучаемых пластов по горизонтам.

Расчет *двойного разностного параметра гамма-метода* ΔJ_γ проводится с целью приведения показаний ГК в разных скважинах к одинаковым условиям по следующей формуле:

$$\Delta J_\gamma = \frac{J_\gamma - J_\gamma^{\min}}{J_\gamma^{\max} - J_\gamma^{\min}},$$

где J_γ и J_γ^{\min} – значения ГК соответственно против интерпретируемого и опорного пластов, J_γ^{\max} – значения ГК против выдержанных глин.

Двойной разностный параметр НГК $\Delta J_{n\gamma}$ определялся по формуле:

$$\Delta J_{n\gamma} = \frac{J_{n\gamma} - J_{n\gamma}^{min}}{J_{n\gamma}^{max} - J_{n\gamma}^{min}},$$

где $J_{n\gamma}$ и $J_{n\gamma}^{mix}$, $J_{n\gamma}^{max}$ – показания НГК соответственно против интерпретируемого пласта, в интервале размытых аргиллитов (глин) и против наиболее плотных пластов.

5.2.2. Выделение коллекторов и определение эффективных толщин

Выделение коллекторов в разрезе производится по комплексу геофизических методов с использованием, в основном, прямых качественных признаков, которые формируются благодаря проникновению в пласты-коллекторы фильтрата ПЖ и образованию зоны проникновения. К таким признакам относятся:

- наличие глинистой корки на стенках скважин;
- изменение УЭС пласта в радиальном направлении, устанавливаемое по данным электрического каротажа на установках с разным радиусом исследования (БКЗ, ИК).

В большинстве случаев коллекторам соответствуют отрицательные аномалии ПС и уменьшение естественной радиоактивности относительно вмещающих глин. Коллекторы, мощностью меньше чем 0,4 м не выделяться не будут.

По данным промысловой геофизики песчаные разности пород характеризуются кажущимися сопротивлениями (ρ_k) в 20-25 Ом, в то время как ρ_k глинистых пород колеблется в пределах 5-7 Ом. Ввиду того, что в глинистых породах содержится калиево-полевой шпат, применение ГК ограничено. Карбонатные разности пород выделяются методом НГК, глинистые прослои в песчаных пластах - по данным ПС.

5.2.3. Определение ФЕС

Для определения объемного содержания – коэффициента глинистости $k_{гд}$ – глинистых частиц в породе, используются методы ПС естественного гамма-излучения, с применением графика зависимости глины от глубины.

По данным ПС при определении глинистости коллекторов следует использовать коррелятивные связи между $A_{да}$ ($K_{сп}$ и $U_{сп}$) и коэффициентом глинистости.

Измерение коэффициента глинистости по данным гамма-метода основано на степенной зависимости естественной гамма-активности песчано-глинистых и карбонатных пород от $k_{гд}$, если у грубодисперсной фракции коллектора низкая гамма-активность.

Коэффициент $k_{г\text{л}}$ определяют по кривой, полученной путем сравнения гамма-активности керн с содержанием в нем глинистого материала, или по номограмме для определения $k_{г\text{л}}$.

Если разница между значениями, полученными ПС и ГК, не превышает среднеквадратичное значение глинистости литологического типа, точность определения $K_{г\text{л}}$ двумя методами можно считать хорошей.

Дальше по методу АК определяется коэффициент пористости.

Общий характер зависимости пористости от интервального времени распространения упругой волны с учетом глинистости через относительную амплитуду ПС выражает гиперболическое уравнение:

$$Kn = \sqrt{\frac{\Delta T - 180}{C \cdot (\alpha_{nc} - 0,05)^{-0,5}}},$$

где C - коэффициент, который учитывает размерность величин, входящих в формулу и степень уплотнения пород. Для неокотских отложений Западной Сибири коэффициент C равен 0,175. Например:

$$K_{п_ак} = 0,01 \cdot ((AK - 170,0) \cdot (1,482 \cdot \alpha_{пс} + 0,404))^{0,588};$$

$$K_{г\text{л}} = 0,00222 + 0,9814 \cdot Q_{гк};$$

$$K_{во} = 0,0205 \cdot K_{п}^{-1,8951} - \text{коэффициент остаточной водонасыщенности};$$

Литотип коллекторов определяется с помощью значений $\alpha_{пс}$ и $\Delta U_{пс}$, где $\alpha_{пс}$ - отношение амплитуды $\Delta U_{пс}$ изучаемого пласта к опорному (чистый неглинистый песчаник). Если $\alpha_{пс} > 0,7$ - песчаник; $0,4 < \alpha_{пс} < 0,7$ - алевролит; $0,2 < \alpha_{пс} < 0,4$ - глинистый алевролит.

По известному значению $K_{п}$ определяется параметр пористости $P_{п}$. Далее определяется УЭС водоносного пласта по формуле:

$$\rho_{вп} = P_{п} \cdot \rho_{в},$$

где $P_{п}$ - параметр пористости;

$\rho_{в}$ - УЭС воды.

По известному значению УЭС водоносного пласта можно определить параметр насыщения $P_{н}$ по формуле:

$$P_{н} = \frac{\rho_{нп}}{\rho_{вп}},$$

где $\rho_{нп}$ - УЭС незатронутой проникновением фильтрата ПЖ части пласта;

$\rho_{вп}$ - УЭС водоносного пласта.

По полученному значению, при помощи графика зависимости $P_{н} = f(K_{в})$

определяются коэффициенты водонасыщения и нефтенасыщения, связанные между собой следующим соотношением:

$$K_{нг} = 1 - K_v,$$

Чтобы узнать характер насыщения и коэффициент нефтенасыщения нужно знать УЭС пластов. В таблице 5.11 приведены значения параметра насыщения P_n .

Таблица 5.11 Зависимость характера насыщения коллекторов от параметра насыщения

Порода, литотип	Характер насыщения		
	нефть	не ясно	вода
Песчаник	$P_n \geq 3,0$	$3 > P_n > 2,0$	$P_n \leq 2,0$
Алеврит	$P_n \geq 2,0$	$2 > P_n > 1,2$	$P_n \leq 1,2$
Глинистый алеврит	$P_n \geq 1,2$	$1,2 > P_n > 1,0$	$P_n \leq 1,0$

5.2.4. Оценка запасов

Запасы газа и конденсата Дерябинского месторождения подсчитываются объемным методом по формуле:

$$Q_{газ} = S \cdot h_{эф} \cdot K_p \cdot K_{нг} \cdot (P_{нач} - P_{кон}) \cdot \alpha \cdot f, \quad \text{где}$$

S - площадь газоносности, км²,

где $h_{эф}$ – эффективная газонасыщенная толщина резервуара,

K_p – средневзвешенная по разрезу пористость резервуара,

$K_{нг}$ - средневзвешенная по разрезу газонасыщенность резервуара,

$P_{нач}$, $P_{кон}$ – пластовой давление соответственно в начале и конце разработки газовой залежи (Мпа),

α – поправка на отклонение от закона Бойля-Мариотта,

f – поправка за температуру.

Запасы конденсата определялись по формуле: $Q_{конд} = Q_{газ} \cdot П \cdot \eta$,

где $Q_{газ}$ – балансовые запасы газа, млн. м³,

$П$ – потенциальное содержание конденсата в пластовом газе, г/м³,

η - коэффициент извлечения.

6. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЯДЕРНО-МАГНИТНОГО РЕЗОНАНСА ПРИ ИССЛЕДОВАНИЯХ СКВАЖИН

Метод геофизических исследований (ГИС) скважины предоставляет основную информацию о литологии, коллекторе, фильтрационно-емкостных свойствах (ФЕС) и насыщенности разреза. С ростом сложности условий разведки, сложность ГИС продолжает увеличиваться, и появляются новые эффективные методы. Один из таких методов - Метод ядерно-магнитного каротажа (ЯМК) в искусственном магнитном поле - стал частью практики.

6.1. Основные геолого-геофизические задачи, решаемые методом ЯМК

Технологии ЯМК расширили возможности получения сведений о пластовых флюидах. Данная технология позволяет существенно увеличить эффективность ГИС.

Современное оборудование ЯМК было значительно улучшено. Качество полевых исследований близко к уровню, обеспечиваемому лабораторными приборами. [8].

К настоящему времени технологии ЯМК позволяют:

- выделять различные компоненты пористости в пласте;
- определять насыщенность связанной водой;
- в комплексе с данными других методов каротажа они могут точно и количественно оценить характеристики коллектора;
- исследовать сланцевые песчаниковые и вязкие нефтяные резервуары;
- выявить и дифференцировать все пластовые флюиды, такие как вода, газ и нефть;
- выделить временной интервал, в котором присутствуют углеводороды, и прогнозируют их допустимость.

6.2. Основы ЯМК

Метод ЯМР основан на явлении ядерного магнитного резонанса (ЯМР), которое основано на измерении сигнала свободной прецессии - реакции ядер водорода поровой жидкости на действие магнитного поля [9].

Область исследований ЯМР отличается от других стандартных типов каротажа. Он представляет собой цилиндрическую поверхность толщиной 0,5–1 мм и примерно на 5–8 мм удаляется от стенки скважины.

В точках разной глубины спад намагниченности регистрируется в виде релаксационных кривых. Начальная амплитуда релаксационной кривой отражает число резонансных ядер и пропорциональна объемному содержанию водорода. Однако, к началу измерения релаксация ядер водорода, составляющих твердую фазу породы, была

завершена, и вклад в сигнал они не вносят. Следовательно, ЯМР характеризует только содержание водорода в жидкости (газ, вода, фильтрат, нефть) в пустотном пространстве и преобразует его в коэффициент пористости ЯМР в соответствии с данными калибровки. Поэтому, как правило, значение общей пористости, измеренное с помощью ЯМК, от литологии породы не зависит.

Так же отличительной особенностью ЯМК в сильном поле является его чувствительность к пространственной структуре пор, которая определяет его основную область применения.

ЯМР-спектроскопия качественно описывает распределение пор по размерам. Составляющая общей пористости оценивается путем интегрирования спектра в заранее определенный интервал времени, который соответствует различным механизмам в порах разных размеров удерживать воду. Капилляр в сочетании с пористостью воды и пористостью глины вместе образуют емкость с остаточной водой [10].

6.2.1. Основы теории ЯМР

Водородные ядра ведут себя как миниатюрные стержневые магниты, и их магнитные моменты имеют тенденцию ориентироваться в направлении магнитного поля постоянного магнита, подобно магнитному полю, установленному в оборудовании ЯМР (рис. 6.1) [11]. В предварительно выбранное время ожидания магнитный момент атомного ядра ориентирован с экспоненциально изменяющейся скоростью нарастания, которая состоит из многих компонентов и характеризуется временем релаксации T_1 . Кроме того, серия радиочастотных импульсов воздействует на магнитный момент ядер водорода, поворачивая их на 90° , а затем действует вокруг направления постоянного магнитного поля. В интервале между импульсами передачи атомов водорода химический состав пластовой жидкости генерирует радиочастотный эхо-сигнал, полученный и измеренный антенной ЯМК прибором. TE - интервал времени между последовательными импульсами, когда возникает эхо. Амплитуда эхо-сигнала уменьшается с пропорциональной скоростью, которая характеризуется временем релаксации T_2 , которое зависит от распределения пор по размерам, природы пластового флюида, минералогического состава пласта и молекулярной диффузии. Программа инверсии преобразует кривую затухания в распределение измеренных значений T_2 . В целом, для пород, содержащих минерализованную пластовую воду, это распределение связано с размером пор породы.

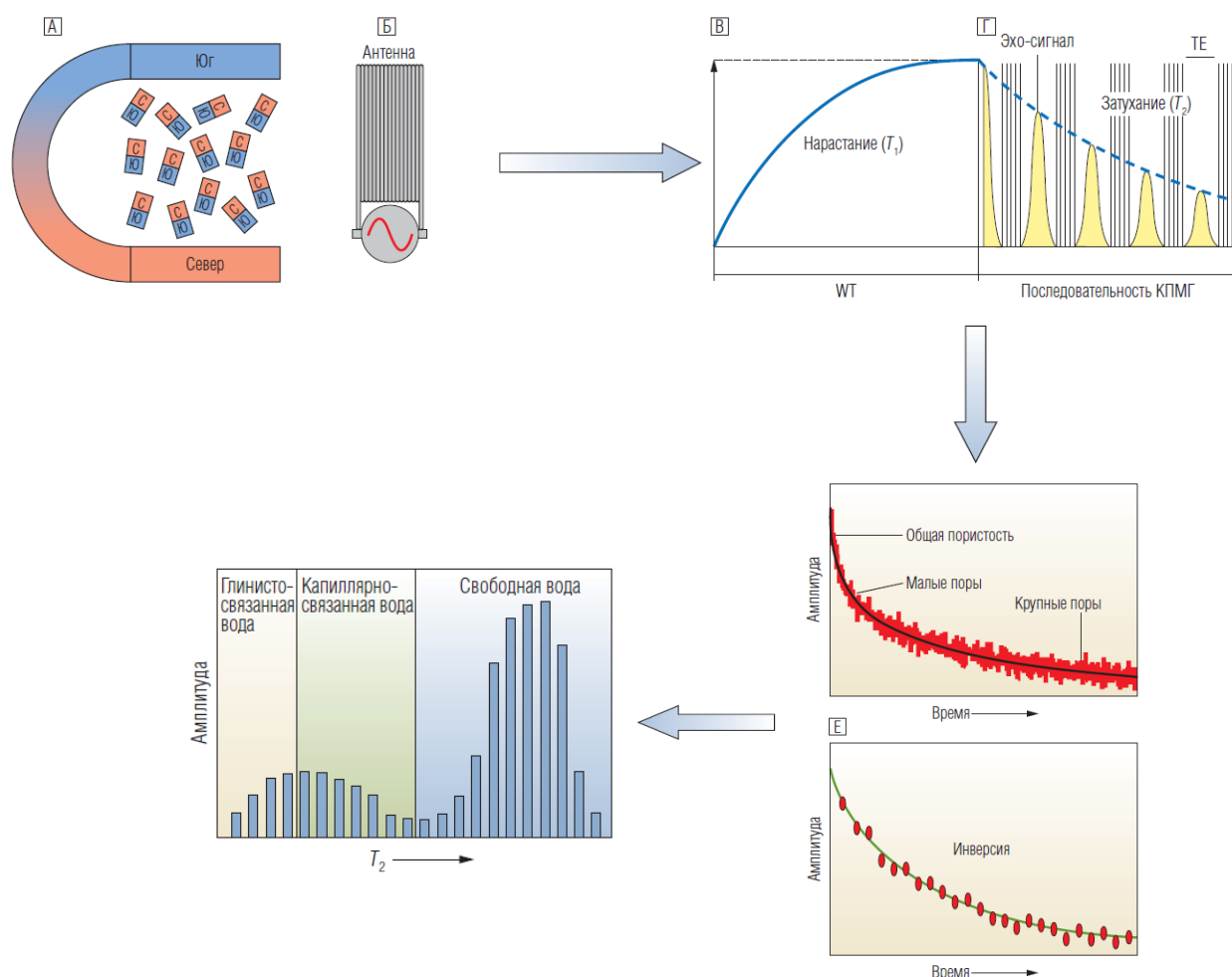


Рис. 6.1 Основы теории ЯМР

6.3. Пористость

Пористость - это пустое пространство во всех породах, где накапливается вся жидкость. В изверженных породах это пространство мало, потому что процесс роста кристаллов сопровождается образованием тесного контакта между зернами. Это верно и для метаморфических пород. И напротив, песчаник образован хорошо осажденными частицами, поэтому между отдельными частицами остаются большие пустоты [8].

Очевидно, что углеводороды могут находиться только в пористых породах. Такие породы могут быть сформированы процессами выветривания и эрозии больших массивов плотных пород и осаднения продуктов эрозии при помощи ветра и воды.

Вероятно, что углеводороды можно найти только в пористых породах. Данные породы могут образовываться в результате процессов выветривания и эрозии крупных кусков плотных пород и осаднения продуктов эрозии с использованием воды и ветра. В итоге, пористость пласта зависит от расстояния между зернами (рис. 6.2). Тем не менее, пористость бывает разная. Одной из характерных особенностей исследований ЯМР является то, что они не только позволяют измерять объем пустого пространства (при

условии, что пустое пространство заполнено водородсодержащей жидкостью), но также, из результатов измерения скорости релаксации, могут сделать некоторые выводы о размере пор. Следовательно, содержимое пор можно разделить на компоненты, такие как подвижная жидкость в крупных порах и связанная жидкость в мелких порах.

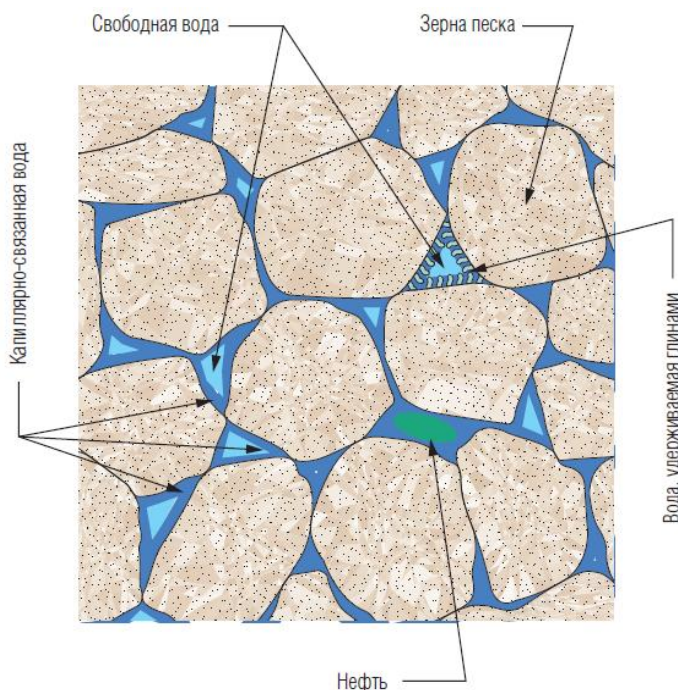


Рис. 6.2 Межзерновая пористость

Изучения ЯМК указывают на следующие два момента. Амплитуда эхо-сигнала зависит от объема каждой жидкости. Время релаксации T_2 каждого компонента характеризует скорость релаксации, где основным эффектом является релаксация, вызванная поверхностью частиц породы или релаксация поверхностная.

В основном, значение T_2 , зависит от отношения объема поверхности к объему пор. Из-за различных заполняющих свойств порового пространства (связанная с глиной вода или капиллярная не может быть извлечена из породы, но может быть извлечена из свободной воды), области с одинаковой пористостью, но очень различной продуктивностью можно различить в соответствии с распределением времени T_2 (рис. 6.3).

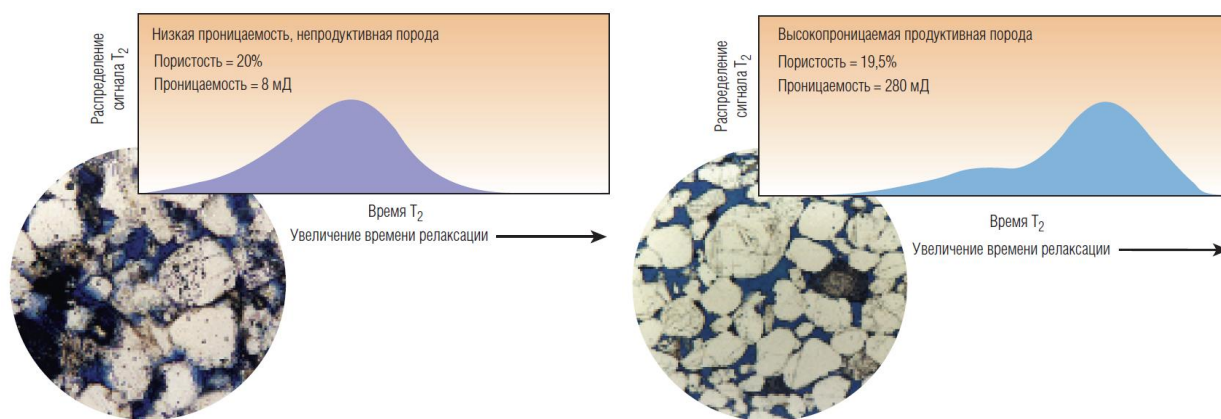


Рис. 6.3 «Хорошая вода» и «Плохая вода»

Водородные ядра в тонкой водной прослойке в глине имеют высокую скорость релаксации, поскольку протоны воды находятся близко к поверхности зерна и часто сталкиваются с ним. К тому же, если размер пор достаточно мал, чтобы вода свободно распространялась от одной поверхности к другой в заполненном водой канале, скорость релаксации отражает только отношение объема пор к поверхности. Поэтому вода в небольших порах с этим значением отношения имеет большую скорость релаксации, поэтому время T_2 короче (рис. 6.4).

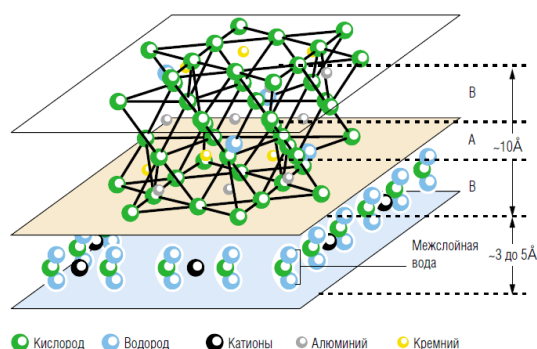


Рис. 6.4 Межслойная вода и гидроксильные группы в структуре глин

Напротив, в крупных порах с относительно небольшой площадью поверхности по объему диффузия свободного водорода через поры требует больше времени. Значит, число столкновений с поверхностью уменьшается, а скорость релаксации уменьшается, что приводит к увеличению компонента T_2 на диаграмме ЯМК. Свободная вода, расположенная в крупных порах, слабо связана с поверхностью зерна поверхностным натяжением. Большее время T_2 отражает объем свободной жидкости в пласте.

Иным примером жидкости с длительным временем T_2 , наблюдаемой в исследованиях ЯМР, является нефть, которая в гидрофильных порах сильно удерживается (рис. 6.5). В этом случае молекулы нефти не могут пробиться через границу раздела нефть-вода, чтобы достичь поверхности зерна. В конечном счете, ядра водорода в нефти релаксируют с той же скоростью, что и свободный объем. Скорость в основном низкая и

зависит от вязкости нефти. В распределении T_2 это позволяет проще различать сигналы нефти и воды.

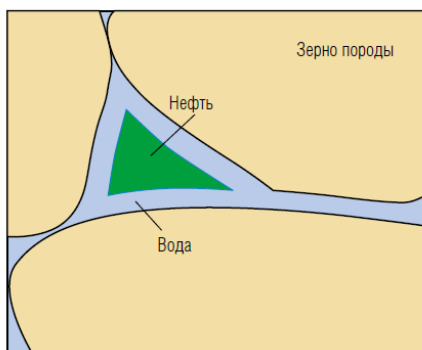


Рис. 6.5 Нефть в поровом пространстве гидрофильной породы

Пористость обычно определяют используя метод нейтронного каротажа (НК). Тот факт, что быстрые нейтроны рассеиваются и замедляются в породах, приводит к снижению их скорости до «тепловых» значений. Датчики нейтронно-нейтронного каротажа (ННК) регистрируют поток тепловых или надтепловых нейтронов в соответствии с конструкцией (ННК-НТ или ННК-Т). Весьма большое сечение захвата присуще водороду и он является необычайным замедлителем, потому что масса его атомного ядра близка к массе нейтрона. Поэтому в нейтронных исследованиях показания зонда зависят от концентрации в породе водорода. Таким образом, пористость может быть определена (рис. 6.6). Метод ЯМК дает возможность проводить различие между капиллярными или глинистыми удерживающими жидкостями с короткими компонентами T_2 и свободными изолированными жидкостями с длинными компонентами T_2 , в то время как нейтронный каротаж дает общее содержание водорода в породах и не допускается различать жидкости с различной текучестью.

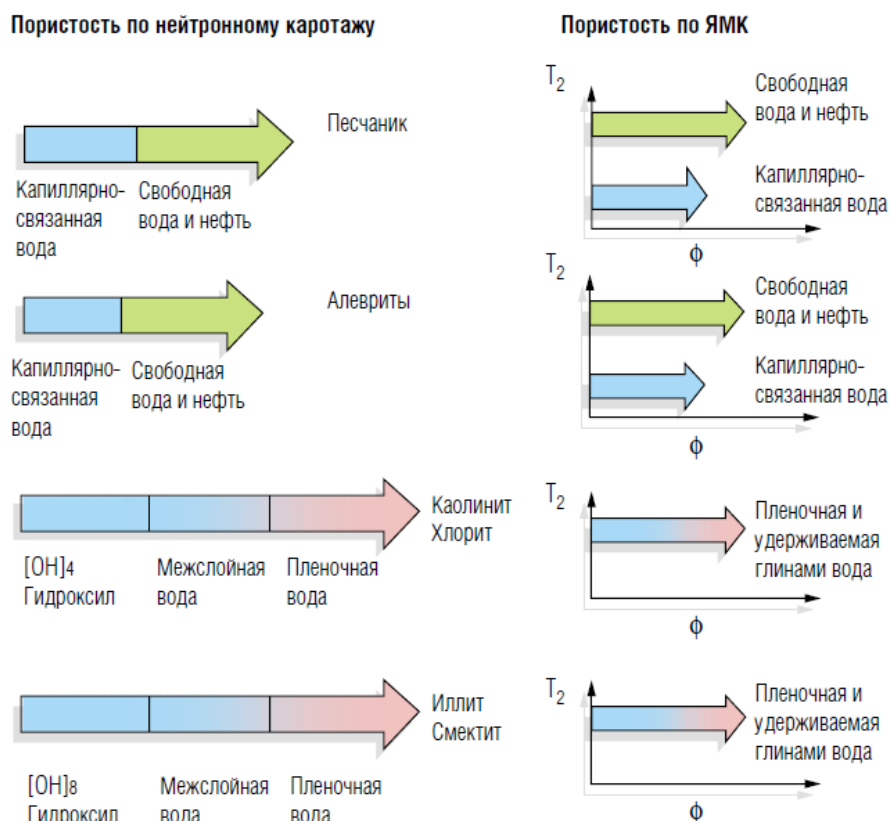
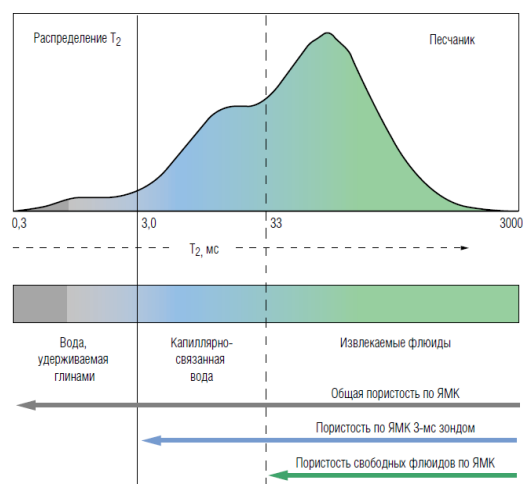


Рис. 6.6 Величины, измеряемые зондами ЯМК при определении пористости

Тип пластовой жидкости можно определить по распределению T_2 , основанном на данных ЯМК.

Ввиду того, что жидкость, заключенная в небольшие поры вблизи поверхности частиц породы, характеризуется коротким временем релаксации T_2 , в то время как свободная жидкость в больших порах имеет большое время релаксации T_2 , анализ распределения времени T_2 может выделить жидкость в породе (рис. 6.7). Добавление записанных амплитуд эхо-сигналов различных жидкостей позволяет нам оценить значение общей пористости с помощью ЯМК, которое обычно соответствует значению пористости каротажа гамма-гамма-плотности (ГГК-П) в водонасыщенном песчанике. В интервале газонасыщенности ЯМК-пористость и НК зависят от общего содержания водорода и поэтому ниже. Следовательно, существует разница между кривой каротажа плотности породы и ЯМК, что является признаком газового интервала.

Рис. 6.7 Распределение времен T_2 при ЯМК

6.4. Зонды ЯМК

В промышленности используются два типа зондов для каротажа. Они разнятся способом, которым они производят поляризованные поля. Чтобы получить достаточно сильный сигнал, прибор ЯМР MRII использует комбинацию стержневых магнитов и продольных приемных катушек, чтобы сформировать область исследования длиной 60 см, которая является концентрической с осью скважины и простирается примерно на 5 см за стеной породы.

Совместимый зонд ЯМК (CMR) использует направленную антенну, заключенную между двумя магнитами в форме стержня, чтобы сфокусировать измерения ЯМК в пределах 15 см области внутри породы, то есть объема исследуемой породы с другими основными типами каротажа. Чтобы улучшить качество интерпретации и лучше оценить свойства пласта, в дополнение к ЯМК могут использоваться следующие сведения: плотность и фотоэлектрический коэффициент при каротаже плотности породы, диэлектрические свойства по EPT, по MicroSFL – микросопротивление и по ННК-НТ – пористость по, исполненному АРТ прибором. Помимо того, зонды CMR имеют высокое вертикальное разрешение и могут обнаруживать изменения пористости в тонких прослойках (таких как глинистые сланцы и песчаники).

6.5. ЯМК в скважине

Скважинные исследования с помощью ЯМК предоставляют различные данные о пористости пласта. Они дают возможность оценить, сколько жидкости содержится в пласте и представление о структуре пор, что невозможно при традиционных типах каротажа. В некоторых случаях ЯМК можно использовать для определения типа жидкости - нефти, газа или воды.

Исследования методом ЯМК представляет собой динамический процесс.

Изменение задержки (время отклика) влияет на общую поляризацию, а изменение интервала между эхо-сигналами влияет на чувствительность к эффектам диффузии жидкости. Время латеральной релаксации T_2 зависит от структуры поверхности зерна, релаксации самой поверхности и способности молекул воды, которые выполняют броуновское движение, взаимодействовать с поверхностью.

Самое раннее устройство ЯМК не могло регистрировать быструю составляющую распределения времени релаксации. Наиболее короткое время T_2 ограничено 3-5 мс, что позволяет обнаружить капиллярную воду и свободную жидкость, связанные с эффективной пористостью. Тем не менее, вода в глине намного больше связана, и скорость ее релаксации намного выше, чем те, которые измерены с этими зондами. Скорость релаксации современных зондов усилена измерением в десять раз. Теперь, измеряя время T_2 , диапазон составляет 0,1-0,5 мс.

6.5.1. Общая пористость

ЯМК может предоставить больше информации о жидкостях в пласте, включая микропоры, связанные с илом и глиной, и межзерновой пористости, обнаруженной в определенных карбонатах. Значение общей пористости определяется методом ЯМК на основе времени боковой релаксации T_2 , которое зависит от содержания водорода в пласте. Поэтому в области газонасыщенности, поскольку содержание водорода в газе ниже, чем в воде или нефти, пористость недооценена, кроме того, газ характеризуется неполной поляризацией. Разница в значениях общей пористости, полученных ЯМК и плотностным каротажем, является признаком присутствия газа.

Благодаря улучшенной способности измерять короткие времена релаксации ЯМК очень чувствителен к сланцу (разница между песчаником и сланцем) (рис. 6.8). Предполагая, что плотность матрицы песчаника равна 2,65 г/см³, и в соответствии с пористостью НК-Т, предполагая, что матрица состоит из песчаника, рассчитывается пористость по плотностному каротажу.

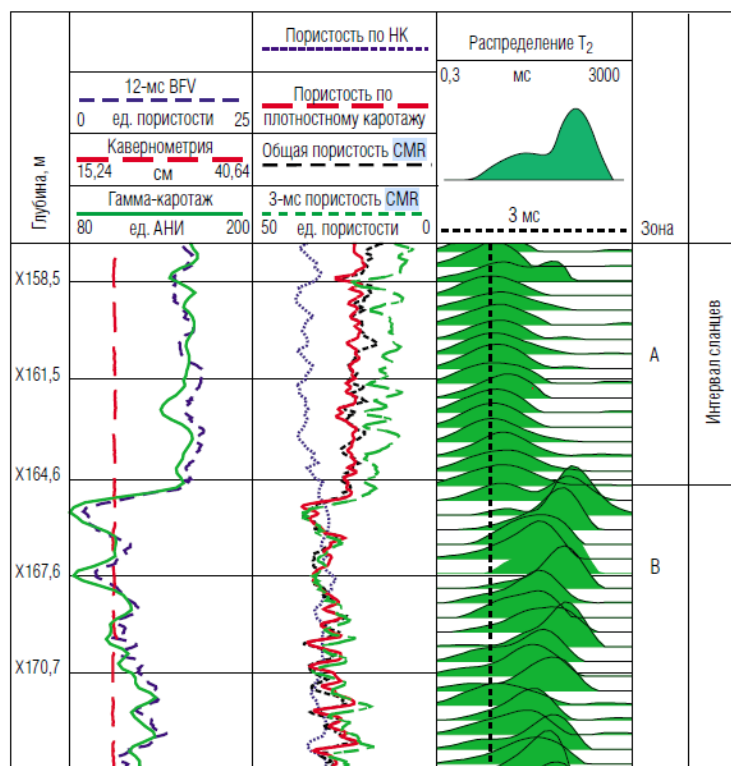


Рис. 6.8 Кривая общей пористости по данным комплексного прибора

Чтобы рассчитать общую пористость (TCMR) с использованием данных CMR-200, используя распределение T_2 в столбце 3 и традиционную кривую эффективной пористости CMR (CMRP) 3 мс в столбце 2 и кривую пористости 12 мс (BVF) показанную в первом столбце.

Все кривые пористости, показанные в столбце 2, совпадают в области В, что указывает на присутствие довольно чистого водонасыщенного песчаника. Эта зона, свободная от сланцев, вносит относительно небольшой вклад в распределение времени релаксации в области ниже предела чувствительности, равного 3 мс, в импульсном датчике эхо-сигналов ранней модели CMR. Однако в области А сланца изображение меняется. В столбце 3 четко видно, что большая часть временного распределения T_2 , характеризующего пористость, смещается к более коротким значениям. В сланцевой зоне кривая общей пористости во втором столбце, записанная зондом CMR-200, отражает очень короткое время релаксации, и данные плотности в высокой степени соответствуют зарегистрированной пористости. Карта пористости T_2 , записанная более ранним датчиком CMR, показанным в столбце 2, не отражает короткую составляющую распределения T_2 в диапазоне от 0,3 мс до 3 мс, поэтому значение пористости в сланцевой зоне ниже.

6.5.2. Выявление газа в глинистых песчаниках

Пример скважины (рис. 6.9) демонстрирует возможность использования кривой общей пористости CMR для обнаружения газа в пластах глинистого песчаника. Поскольку

присутствие сильных поглотителей тепловых нейтронов в сланцах может привести к переоценке пористости, ненадежно или даже невозможно определить содержание газа на основе разницы в значениях пористости согласно НК и методов плотностного каротажа.

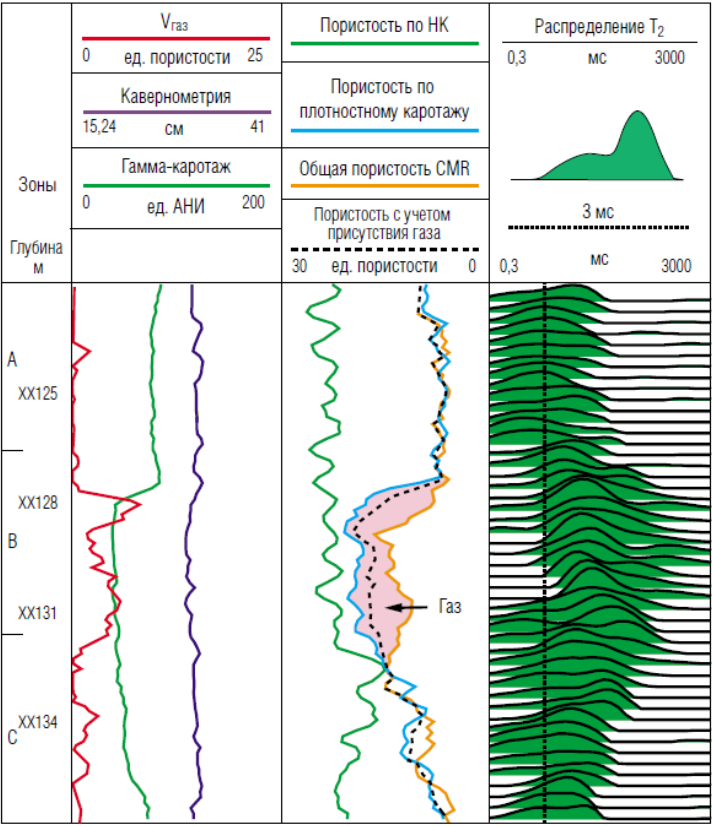


Рис. 6.9 Выявление газонасыщенных интервалов с использованием общей пористости CMR и пористости по плотностному каротажу

В нижнем песчанике (зона С) в нижней части разреза TCMR согласуется с пористостью по плотностному каротажу. Однако в верхней части глинистого песчаника в зоне В, значение CMR пористости уменьшается и меньше значения пористости чем по плотностному каротажу. Разница в ЯМК пористости и плотностного каротажа указывает на наличие газа. Из-за низкого содержания водорода в газе и большого времени поляризации газа амплитуда сигнала ЯМК уменьшается в газосодержащем интервале. Поскольку газ влияет на пористость по CMR и плотностному каротажу, площадь разницы между CMR и плотностного каротажа является эффективным индикатором присутствия газа в глинистом песчанике.

Во втором столбце показана кривая пористости, определяемая наличием газа $\Phi_{\text{gas-corr}}$. Первый столбец показывает объем газа $V_{\text{газ}}$. Эти параметры получены путем сравнения петрофизических показателей с данными CMR пористости и плотностному каротажу. На основании нового значения $\Phi_{\text{gas-corr}}$, рассчитанного с помощью TCMR и плотностного каротажа (столбец 2), пористость в газонасыщенной области может быть оценена более точно. Кривые CMR и $\Phi_{\text{gas-corr}}$ в области А общей пористости в сланцевом

интервале снова согласуются с пористостью по плотностному каротажу.

6.5.3. Каротаж связанных флюидов

Каротаж связанной жидкости представляет собой специальную область применения каротажа ЯМК, основываясь на возможностях данного метода каротажа, он может отличать долю порового пространства, занимаемого связанной жидкостью (пористость связанной жидкости), от доли, занимаемой свободной или текучей жидкостью. Весь цикл исследований ЯМК занимает много времени, чтобы дождаться поляризации всех составляющих элементов в породе, и требуется много времени, чтобы записать время релаксации. Однако время релаксации связующей жидкости T_2 обычно составляет менее 33 мс в песчанике и менее 100 мс в карбонатной породе. В высокоскоростном ЯМК более короткое время ожидания поляризации жидкости можно использовать для обнаружения связанной жидкости, что приводит к снижению точности измерения в течение длительного времени T_2 . Кроме того, путем установки коротких интервалов между импульсами, время измерения может быть уменьшено. Из-за высокой скорости зонда не будет существенных изменений в измеряемом объеме. Из-за коротких временных характеристик релаксации объединенной жидкости исследования, проведенные в этом режиме, могут получить данные при скорости движения зонда свыше 1 км / ч. Данные BFV можно использовать совместно с данными других скоростных исследований для расчета двух важных характеристик, определяемых по ЯМК — проницаемости и остаточной водонасыщенности Swirr. Как правило, плотностной каротаж используется в глиняном песчанике, в то время как в газонасыщенном песчанике, карбонатной породе и коллекторах со сложной литологией кривая пористости отличается от плотностного и нейтронного каротажа. Определение пористости с помощью зонда АРТ позволяет получить высокоточные результаты, поскольку метод не чувствителен к поглотителям тепловых нейтронов, уникальным для сланцев.

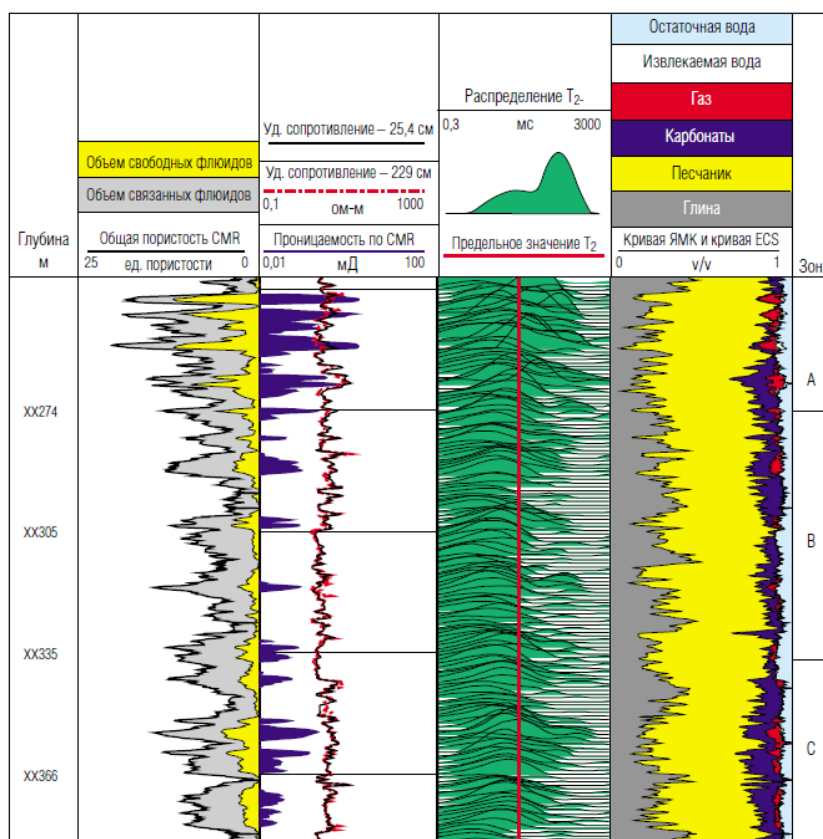


Рис. 6.10 Комплексирование данных CMR с данными геохимического каротажа зондом ECS

6.6. Аппаратура ЯМК

Комбинируемый прибор ЯМК в сильном поле CMR-Plus (рис. 6.11) [12]

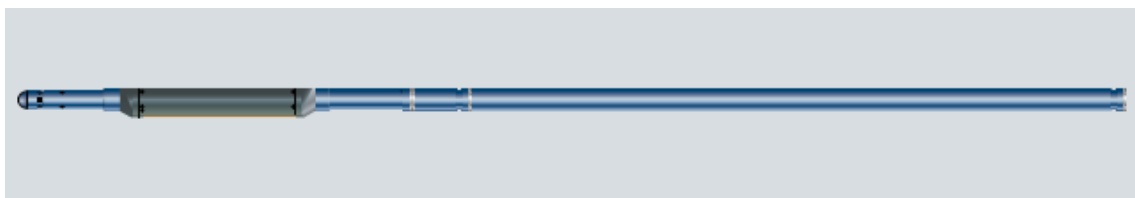


Рис. 6.11 Внешний вид прибора CMR-Plus

Комбинируемый прибор ЯМК в сильном поле CMR-Plus позволяет проводить измерения времен продольной и поперечной релаксации магнитных моментов протонов водорода, входящего в состав молекул пластовых флюидов, заполняющих пустотное пространство пород. Одно из основных назначений прибора CMR-Plus — оценка общей пористости пород. Регистрируемый сигнал является характеристикой пластовых флюидов, на которую не оказывают влияния твердые вещества, поэтому результаты замеров не зависят от свойств скелета породы, а, следовательно, и литологии пород. Спектр времени поперечной релаксации, характеризующий общую пористость можно разделить на составляющие распределения пор различных размерностей, выполнить оценку эффективной пористости. Проницаемость пород рассчитывается по отношению

свободного и связанного флюидов, а также в зависимости от распределения пор по размерам. Кроме того, данные ЯМК помогают идентифицировать тип насыщающих поры флюидов, так как измеряемые параметры прямо пропорциональны водородному индексу, имеющему различные величины для разных типов флюидов. Данные ЯМК можно использовать для определения газо- и нефтенасыщенности коллекторов в зоне исследований, оценки вязкости нефти.

Применение:

- Оценка пористости независимо от литологии и свойств матрицы пород;
- Изучение распределения пор по размеру;
- Определение объемов связанного и свободного флюида (оценка эффективной пористости коллекторов);
- Выявление маломощных и проницаемых пластов;
- Определение наличия УВ в малоконтрастных низкоомных продуктивных пластах;
- Определение объема УВ в поровом пространстве коллекторов в зоне исследований;
- Высокоточная оценка коэффициента остаточной водонасыщенности для корректного моделирования разработки;
- Сопоставление с данными нейтронного, плотностного каротажей и данными модульного динамического испытателя пластов MDT для определения пористости, минералогического состава и типа флюида;
- Получение важной информации для выбора глубины спуска труб, определения потребности в отборе керна и испытаниях, оптимизации схем заканчивания и программ гидравлического разрыва пласта (ГРП);
- Возможность применения комплексных решений на основе CMR-Plus и услуги по оптимизации скважин PowerSTIM, объединяющих петрофизические данные и информацию о пласте в ходе подготовки схем заканчивания, выполнения работ и оценки параметров пласта;
- В высокоминерализованных буровых растворах, в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах, в скважинах большого (без ограничений) и малого (до 5 $\frac{7}{8}$ дюймов (14,92 см)) диаметра;
- Повышение эффективности испытаний пластов при помощи испытателя MDT

Характеристики измерений и механические характеристики прибором CMR-Plus представлены в таблицах 6.1 и 6.2.

Таблица 6.1 Характеристики измерений прибором CMR-Plus

Регистрируемые данные	Распределение времени поперечной релаксации (T_2), абсолютная пористость, объем свободных и связанных флюидов, проницаемость, определяемая с помощью уравнений Schlumberger-Doll Research (SDR) и Тимура-Коутса, пористость для капиллярно-связанного флюида, пористость для флюида, связанного в мелких порах, кривые и флажки контроля качества. Данные интервального ЯМР-каротажа флюидов (MRF): насыщенность; объемы нефти, газа и воды; вязкость нефти; распределение T_2 для воды и нефти; проницаемость с поправкой за УВ; среднелогарифмическое распределение T_2 для нефти и воды
Скорость каротажа	Режим связанного флюида: 1097 м/ч; Постоянная времени излучения в условиях процесса поляризации (T_1): 731 м/ч; В условиях большой T_1 : 244 м/ч
Диапазон измерения	Пористость: 0–100%; Минимальное расстояние между отраженными сигналами: 200 мкс; Распределение T_2 : 0,3 мс – 3,0 с; Номинальное отношение «сигнал-помеха» для необработанного сигнала: 32 дБ
Вертикальное разрешение	Статическое: Апертура измерения 15,24 см; Динамическое (режим высокого разрешения): 22,86 см, с трехуровневым осреднением; Динамическое (стандартный режим): 45,72 см, с трехуровневым осреднением; Динамическое (высокоскоростной режим): 76,20 см, с трехуровневым осреднением
Погрешность	Стандартное отклонение абсолютной пористости по данным прибора CMR: $\pm 1,0\%$ при 24°C, с трехуровневым осреднением; Стандартное отклонение пористости для свободного флюида по данным прибора CMR: $\pm 0,5\%$ при 24°C, с трехуровневым осреднением
Радиус исследования	Минимум (на диаграмме) (2,5% точек): 1,27 см; Средний (50% точек): 2,84 см; Максимальный (95% точек): 3,81 см
Ограничения по типу или плотности бурового раствора	Нет
Совместимость	Совместим с большинством приборов
Специальные области применения	Интервальный каротаж MRF

Таблица 6.2 Механические характеристики прибором CMR-Plus

Номинальная температура	177°C
Номинальное давление	138 МПа; Модификация для высокого давления: 172 МПа
Диаметр ствола — мин.	Без встроенной пружины: 14,92 см; Со встроенной пружиной: 20,00
Диаметр ствола — макс.	Предел не установлен при условии децентрации
Наружный диаметр	Без пружины: 13,46 см; С пружиной: 16,76 см
Длина	4,75 м
Масса	Без пружины: 170 кг; С пружиной: 187 кг
Прочность на растяжение	222410 Н
Прочность на сжатие	222410 Н

6.7. Заключение ЯМК

Используя методы ЯМР, можно определить изменения жидкости в пласте, чтобы лучше понять сложность добычи нефти и газа. Понимая характеристики коллектора, можно сознательно выбирать методы добычи для повышения эффективности и нефтегазодобычи.

Усовершенствования в оборудовании ЯМК значительно расширили диапазон зарегистрированных времен релаксации. В настоящее время мы можем использовать устройство для выявления ограниченных и свободных жидкостей в резервуарах, определения проницаемости и выполнения высокоскоростного каротажа для обнаружения ограниченных жидкостей. Этот метод используется для изучения комплексообразования глинистого песчаника. Зонды CMR и MRIL использовались в промышленности во многих частях мира и стали частью повседневной работы.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2241	Сухаревой Маргарите Дмитриевне

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Геологии
Уровень образования		Направление / специальность	21.05.03 Технология геологической разведки (Геофизические методы исследования скважин)

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Стоимость ресурсов на выполнение геофизических исследований
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	2. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ; ПОСН 81-2-49; СНВ-84; ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Обеспечение системы налогообложения, Страховой взнос 30,5% (в том числе страхование от несчастных случаев)

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)	1. Оценка стоимости геофизических работ на скважинах
2. Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР	2. Технико-экономическое обоснование продолжительности работ по геофизическому проекту
3. Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР	3. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования на проведение геофизических исследований
4. Составление бюджета инженерного проекта (ИП)	4. Общий расчет сметной стоимости проектируемого комплекса ГИС

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	26.02.2020 г.
--	---------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Маланина В.А.	К.э.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2241	Сухарева Маргарита Дмитриевна		

7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В географическом отношении Дерябинское месторождение находится за Полярным кругом, расположено в пределах Северо-Сибирской низменности и относится к Центральному (Таймырскому) сектору Арктики.

Согласно геологическому заданию, геофизические работы будут проводиться партией, в зимнем сезоне 2020-2021 г.г. на Дерябинском месторождении Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района Красноярского края.

Объектом исследований данного проекта является Дерябинское газоконденсатное месторождение.

Целью настоящего проекта является выбор комплекса геофизических исследований для проектной скважины, закладываемой в центральной части Дерябинского куполовидного локального поднятия для доразведки месторождения.

7.1. Технико-экономическое обоснование продолжительности работ по проекту

Для определения затрат, связанных с выполнением геологического задания, необходимо определить прежде всего время на выполнение отдельных видов работ по проекту, спланировать их параллельное либо последовательное выполнение и определить продолжительность выполнения всего комплекса работ по проекту.

Затраты на производство геологоразведочных работ будут зависеть от [13]:

- видов и объемов работ;
- геолого-географических условий;
- материально-технической базы предприятия;
- квалификации работников;
- уровня организации работ.

Виды и объёмы проектируемых работ по данному проекту представлены в таблице в главе «Выбор методов и обоснование геофизического комплекса» определяются комплексом ГИС, проектным забоем скважин, расстоянием от базы до места исследований. В данном случае проектный забой скважины № 16 – 3515 м.

В качестве нормативного документа был использован справочник «Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ» (ПОСН 81-2-49) [14].

В зимний период проезд от базы до места исследований Дерябинского месторождения осуществляется вездеходным транспортом ГАЗ-66 по временным дорогам-зимникам. Группа дорог – II. Техническое дежурство – 12 часов. Стоимость

интерпретации будет равна половине стоимости проведения полевых работ. Расчёт затрат времени представлен в таблице 7.1.

Таблица 7.1 Расчёт затрат времени

№	Вид работ	Объём		Норма времени по ПОСН 81-2-49	Ед. изм.	Итого времени на объём. мин.
		Ед. изм.	Кол-во			
1	2	3	4	5	6	7
1	Стандартный каротаж	м	3515	3	мин/100м	105,45
2	Вспомогательные работы при стандартном каротаже	опер	1	39	мин/опер	39
3	ПС	м	3515	3	мин/100м	105,45
4	Вспомогательные работы при ПС	опер	1	39	мин/опер	39
5	Индукционный каротаж	м	3515	4,1	мин/100м	144,115
6	Вспомогательные работы при индукционном каротаже	опер	1	39	мин/опер	39
7	Кавернометрия	м	3515	3,7	мин/100м	130,055
8	Вспомогательные работы при кавернометрии	опер	1	49	мин/опер	49
9	Резистивиметрия	м	3515	3	мин/100м	105,45
10	Вспомогательные работы при резистивиметрии	опер	1	39	мин/опер	39
11	Инклинометрия (тчк через 25 м)	тчк	140,6	1,4	мин/тчк	19,684
12	Вспомогательные работы при инклинометрии	опер	1	17	мин/опер	17
13	Радиоактивный каротаж	м	3515	18	мин/100м	632,7
14	Вспомогательные работы при радиоактивном каротаже	опер	1	57,5	мин/опер	57,5
15	БКЗ	м	704	3	мин/100м	21,12
16	Вспомогательные работы при БКЗ	опер	1	39	мин/опер	39
17	Акустический каротаж	м	3515	10,8	мин/100м	379,62
18	Вспомогательные работы при акустическом каротаже	опер	1	54	мин/опер	54
19	Проезд	км	50	1,9	мин/км (дор. 2 кат.)	95
20	Тех дежурство	парт-ч	12	60	мин/ парт-ч	720
21	Итого	На запись диаграммы:				1643,644
		Всего:				2831,144

Расчёт затрат труда для комплексной партии, выполняющей комплексный каротаж на одной скважине. Расчёты затрат труда приведён в таблице 7.2 [14].

Таблица 7.2 Расчёт затрат труда

№	Вид работ	Объём		Затраты труда					
				Рабочие			ИТР		
		Ед. изм.	Кол-во	Норма времени по ПОСН 81-2-49	Ед. изм.	Итого времени на объем, чел-час	Норма времени по ПОСН 81-2-49	Ед. изм.	Итого времени на объем, чел-час
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Стандартный каротаж	м	3515	0,18	чел-час/100м	6,33	0,12	чел-час/100м	4,22
2	Вспомогательные работы при стандартном каротаже	опер	1	2,34	чел-час/опер	0,02	1,56	чел-час/опер	0,02
3	ПС	м	3515	0,18	чел-час/100м	6,33	0,12	чел-час/100м	4,22
4	Вспомогательные работы при ПС	опер	1	2,34	чел-час/опер	0,02	1,56	чел-час/опер	0,02
5	Индукционный каротаж	м	3515	0,25	чел-час/100м	8,79	0,16	чел-час/100м	5,62
6	Вспомогательные работы при индукционном каротаже	опер	1	2,34	чел-час/опер	0,02	1,56	чел-час/опер	0,02
7	Кавернометрия	м	3515	0,22	чел-час/100м	7,73	0,15	чел-час/100м	5,27
8	Вспомогательные работы при кавернометрии	опер	1	2,94	чел-час/опер	0,03	1,96	чел-час/опер	0,02
9	Резистивиметрия	м	3515	0,18	чел-час/100м	6,33	0,12	чел-час/100м	4,22
10	Вспомогательные работы при резистивиметрии	опер	1	2,34	чел-час/опер	0,02	1,56	чел-час/опер	0,02
11	Инклинометрия (тчк через 25 м)	тчк	140	0,08	чел-час/тчк	0,12	0,06	чел-час/тчк	0,08
12	Вспомогательные работы при инклинометрии	опер	1	1,02	чел-час/опер	0,01	0,68	чел-час/опер	0,01
13	Радиоактивный каротаж	м	3515	1,08	чел-час/100м	37,96	0,72	чел-час/100м	25,31
14	Вспомогательные работы при радиоактивном каротаже	опер	1	3,45	чел-час/опер	0,03	2,30	чел-час/опер	0,02
15	БКЗ	м	704	0,18	чел-час/100м	1,27	0,12	чел-час/100м	0,84
16	Вспомогательные работы при БКЗ	опер	1,00	2,34	чел-час/опер	0,02	1,56	чел-час/опер	0,02
17	Акустический каротаж	м	3515,00	0,65	чел-час/100м	22,85	0,43	чел-час/100м	15,11
18	Вспомогательные работы при акустическом каротаже	опер	1,00	3,24	чел-час/опер	0,03	2,16	чел-час/опер	0,02

Продолжение таблицы 7.2

19	Проезд	км	50,00	0,11	чел-час/км	5,70	0,08	чел-час/км	3,80
20	Тех дежурство	парт-ч	12,00	3,60	чел-час/парт-ч	43,20	2,40	чел-час/парт-ч	43,20
На запись диаграм: чел-час						97,70	64,90		
Всего: чел-час						146,80	112,07		

Общие затраты труда (рабочие и ИТР) на запись диаграмм составляют 101,69 чел-час. Общие затраты труда (рабочие и ИТР) составляют 197,59 чел-час.

Расчет производительности труда, количества партий. Проектное время бурения одной скважины 75 суток. Следовательно, затраты времени для партии выполняющей комплексный каротаж на одной скважине будут равны 36000 мин (600 ч). Расчет производительности труда, геофизической партии, продолжительности выполнения работ:

$$N = \frac{Q}{P_{\text{мес}} \times T},$$

где Q – объем работ;

$P_{\text{мес}}$ – производительность труда за месяц;

T – время выполнения

Расчет производительности труда за месяц находится в прямой зависимости от рассчитанных затрат времени. Для расчета используются формулы:

$$P_{\text{мес}} = P_{\text{с}} \times C,$$

где $P_{\text{с}}$ – производительность труда за сутки;

C – количество суток в месяце

Расчёт производительности труда, комплексной геофизической партии, проведем по данным подсчитанным по нормам из таблицы 1-073 справочника «Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ» (ПОСН 81-2-49). Норма рабочего времени комплексной геофизической партии составляет 8 час/сутки. Тогда $P_{\text{мес}}=240$ ч, $T = 600/8 = 75$ дней = 2,5 месяца, а $N=1$. Учитывая, что работы будут проводиться вахтовым методом, а продолжительность вахты один месяц, то для проведения геофизических работ на одной скважине потребуется две партии.

Расчет затрат труда и квалификационный состав партии. Данный расчет выполняется по справочнику СНВ-84, берется типовой состав, который корректируется в соответствии с условием и опытом работ, итогом является квалификационный состав каротажной партии. $K_p - 1,3$; северный коэффициент – 50%.

Для проведения комплексных геофизических работ на одной скважине, зарплата составит 289 934 рублей (табл. 7.3).

Таблица 7.3 Зарплата промыслово-геофизической партии

Статьи зарплат	Оклад	Районный коэф.	Сев. коэф.	Итого с учётом коэф- нтов	Премия	Итого (+премия) руб. (за 1 мес.)
					%	
Начальник партии	15500	1.3	1.5	30225	70	51 382.5
Геофизик	12000	1.5	1.5	27000	70	45 900
Каротажник	11000	1.3	1.5	21450	70	36 465
Машинист подъемника каротажной станции	10000	1.3	1.5	19500	70	33 150
ИТОГО основная зарплата				98175		166 898
Дополнительная зарплата (7,9%)						13 185
Итого заработной платы						180 083
Отчисления на социальные страхования (30,5% в том числе страхование от несчастных случаев)						65 029
Материалы (5%)						9 004
Услуги (15%)						27 013
Транспорт (6 %)						10 805
ИТОГО						289 934

Поэтапный план

Поэтапный план (табл. 7.4) составляется, чтобы на стадии планирования организаторы и инвесторы были уведомлены, какие виды работ будут выполняться в тот или иной период времени (как правило, за квартал) и какими результатами они завершатся. Поэтапный план представлен таблицей, где указаны: временные периоды, виды и объемы работ, выполняемые в эти периоды; ожидаемые результаты по каждому периоду и виду работ. Первый аванс на производство работ по проекту поступит на расчетный счет в соответствие с договором, тогда как последующие авансы перечисляются на основании акта мерой работ за предыдущий квартал.

Таблица 7.4 Поэтапный план работ

Дата		Виды работ	Результаты работ
Начало	Конец		
19. 10. 20	23. 10. 20	Проектно-сметные работы	Создание проекта
26. 10. 20	20. 11. 20	Завоз крупногабаритного и тяжелого оборудования по зимнику	Готовность проведения организации полевых работ
23. 11. 20	26. 12. 20	Организация полевых работ	Готовность проведения геофизических работ
11. 01. 21	26. 03. 21	Полевые работы	Получение геофизических данных

Продолжение таблицы 7.4

01. 03. 21	12. 03. 21	Контроль качества и интерпретация получаемых материалов	Получение геологических данных и свойств коллекторов по скважине
26. 03. 21	30. 03. 21	Ликвидация полевых работ	Готовность к вывозу оборудования
26. 03. 21	28. 03. 19	Выдача заключения по скважине	Выдача данных по скважине заказчику
29. 03. 21	02. 04. 21	Вывоз крупногабаритного и тяжелого оборудования по зимнику	Полное завершение работ на данной скважине

7.2. Смета расходов на проектируемые работы

Сметные расчеты по видам работ представлены в таблице 7.5.

Таблица 7.5 Сметные расчеты по видам работ (форма СМ-5), комплексной геофизической партии для одной скважины

№	Вид работ	Объём		Стоимость каротажа	Ед, изм.	Стоимость объёма работ, руб	Повышающие коэф		Итого, руб
		Ед, изм.	Кол-во				Коэф, удор.	Коэф, норм, усл.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Стандартный каротаж	м	3515	22,60	руб/100 м	794,39	3,40	1,30	3511,20
2	Вспомогательные работы при стандартном каротаже	опер	1	240,87	руб/опер	240,87	3,40	1,30	1064,65
3	ПС	м	3515	22,60	руб/100 м	794,39	3,40	1,30	3511,20
4	Вспомогательные работы при ПС	опер	1	240,87	руб/опер	240,87	3,40	1,30	1064,65
5	Индукционный каротаж	м	3515	27,53	руб/100 м	967,68	3,38	1,30	4251,98
6	Вспомогательные работы при индукционном каротаже	опер	1	295,40	руб/опер	295,40	3,38	1,30	1297,99
7	Кавернометрия	м	3515	22,91	руб/100 м	805,29	3,40	1,30	3559,37
8	Вспомогательные работы при кавернометрии	опер	1	247,19	руб/опер	247,19	3,40	1,30	1092,58
9	Резистивиметрия	м	3515	22,60	руб/100 м	794,39	3,40	1,30	3511,20
10	Вспомогательные работы при резистивиметрии	опер	1	240,87	руб/опер	240,87	3,40	1,30	1064,65
11	Инклинометрия (тчк через 25 м)	тчк	140,6	5,24	руб/тчк	7,37	3,40	1,30	32,56
12	Вспомогательные работы при инклинометрии	опер	1	64,17	руб/опер	64,17	3,40	1,30	283,63
13	Радиоактивный каротаж	м	3515	113,99	руб/100 м	4006,75	3,40	1,30	17709,83
14	Вспомогательные работы при радиоактивном каротаже	опер	1	351,46	руб/опер	351,46	3,40	1,30	1553,45
15	БКЗ	м	704	22,60	руб/100 м	159,10	3,40	1,30	703,24

Продолжение таблицы 7.5

16	Вспомогательные работы при БКЗ	опер	1	240,87	руб/опер	240,87	3,40	1,30	1064,65
17	Акустический каротаж	м	3515	72,14	руб/100 м	2535,72	3,40	1,30	11207,89
18	Вспомогательные работы при акустическом каротаже	опер	1	293,90	руб/опер	293,90	3,40	1,30	1299,04
19	Проезд	км	50	15,49	р/км	774,50	1,51	1,15	1344,92
20	Тех дежурство	Парт-ч	12	257,70	р/парт-ч	2783,16	2,28	1,15	7297,44
21	Итого:								66426,12

На основе вышеперечисленных расчетов определили общую сумму затрат на проведение комплексной геофизических исследований на одну скважину – 66426,12 рублей. Контрольно-интерпретационные работы оплачиваются в размере 50% стоимости комплекса каротажных работ. Камеральные работы составляют 33213,06 рублей.

Геофизические исследования скважин позволяет выявить литологическое расчленение разреза и выделение коллекторов, оценка фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, а также определение технического состояния скважины.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2241	Сухаревой Маргарите Дмитриевне

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделение геологии
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	21.05.03 Технология геологической разведки (Геофизические методы исследования скважин)

Тема ВКР:

Комплекс геофизических исследований скважин для доразведки Дерябинского месторождения углеводородов (красноярский край)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<p>Объект исследования – разведочная скважина № 16 на Дерябинском газоконденсатном месторождении Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района Красноярского края.</p> <p>Рабочая зона:</p> <ul style="list-style-type: none"> – полевой этап предполагается проводить на машине типа Урал, с установленным подъемным механизмом для спуска-подъема записывающего оборудования в полевых условиях на открытом воздухе; – камеральная обработка будет заключаться в вычислении результатов плановых и контрольных измерений на ЭВМ. Рабочее место оборудовано на стационарной базе. Площадь отапливаемого помещения 23м², с применением искусственного освещения смешанного типа. <p>Область применения – нефтегазовая отрасль.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	<p>Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. От 01.04.2019)</p> <p>ГОСТ 12.1.019-2017</p> <p>ГОСТ 12.1.030-81</p> <p>ГОСТ 12.1.005-88</p> <p>ГОСТ 12.1.003-2014</p> <p>ГОСТ 12.2.003-91</p> <p>ГОСТ 12.2.062-81</p> <p>ГОСТ 12.4.125-83</p> <p>ГОСТ 12.1.004-91</p>
2. Производственная безопасность:	<p>Среди вредных и опасных факторов полевого этапа были выявлены следующие:</p> <ul style="list-style-type: none"> – тяжесть и напряженность физического труда; – отклонение показаний климата на открытом воздухе; – отсутствие или недостаток естественного света; – повреждения в результате контакта с животными и насекомыми; – превышение уровней шума и вибрации; – движущиеся машины и механизмы производственного оборудования;

	<ul style="list-style-type: none"> – повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека; – превышение уровня ионизирующих излучений <p>Среди вредных и опасных факторов камерального этапа были выявлены следующие:</p> <ul style="list-style-type: none"> – недостаточная освещенность рабочей зоны; – отклонение показателей микроклимата в помещении; – превышение уровней шума и вибрации; – электрический ток; – короткое замыкание; – статическое электричество
3. Экологическая безопасность:	<p>Анализ негативных воздействий, такими являются: загрязнение почвы нефтепродуктами; повреждение почвенного слоя; загрязнение производственными водами; выбросы вредных веществ; распугивание представителей животного мира, случайное уничтожение.</p> <p>Мероприятия по защите почвы от загрязнения и выброса вредных веществ в атмосферу.</p> <p>Правила утилизация твердых бытовых отходов (ТБО), оргтехники, макулатуры, люминесцентных ламп.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Наиболее вероятные ЧС - это выброс нефти и пожары

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	02.03.2020
---	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романцов Игорь Иванович	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2241	Сухарева Маргарита Дмитриевна		

8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

8.1. Введение

Социальная ответственность – это ответственность организации за воздействие ее решений и деятельности на общество и окружающую среду через прозрачное и этическое поведение, которое содействует устойчивому развитию, включая здоровье и благосостояние общества, учитывает ожидания заинтересованных сторон, соответствует применяемому законодательству, согласуется с международными нормами поведения, а также интегрировано в деятельность всей организации и применяется в ее взаимоотношениях [15].

В рамках проекта предусмотрено выполнение комплекса геофизических исследований с целью доразведки Дерябинского месторождения. В административном отношении район работ расположен на территории Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района (ТМР) Красноярского края с центром в г. Дудинка. Общая площадь территории ТМР составляет 879,9 тыс. км², включает в себя городские поселения Дудинка, Диксон, сельские поселения Караул и отдельные фактории. Расстояние от г. Дудинка до краевого центра г. Красноярск – 2028 км.

Район принадлежит к Сибирскому климатическому району Арктики с продолжительной зимой, сильными морозами и ветрами, коротким холодным и дождливым летом. Среднегодовая температура имеет отрицательное значение – от минус 5°C на юге территории, до минус 11°C на севере. Продолжительность безморозного периода с июня по сентябрь со среднесуточной температурой +7,8°C на широте г. Дудинка составляет 116 дней, с отрицательными температурами – 249 дней со средней температурой -18,3°C. Максимум температуры воздуха бывает в июле и августе, когда она поднимается до +32°C, минимум температуры зафиксирован в январе-феврале на отметке -62°C. Вода в водоемах Таймыра холодная и даже летом редко превышает +10-12°C. Ледяной покров рек и озер, выдерживающий технику на водоемах и определяющий продолжительность полевого периода, существует с декабря по май.

Особенностью территории являются сильные ветры весной и зимой, сопровождающимися обильными осадками. В зимнее время направлениями ветров основном юго-восточное, восточное и западное, а в летний период – северо-восточное и северное. Скорость ветра – от 4,5 до 15 м/с, нередко – 18-30 м/с, иногда – до 45 м/с. Часты метели (30-110 дней в году) и изморози (30 – 100 дней в году). В зимнее время снежная метель с сильным ветром может быть длительной, до 3-4 и более суток.

8.2. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

8.2.1. Специальные нормы трудового законодательства

В компании АО «СНИИГТИМС», для проведения геофизических работ предусмотрен вахтовый график работы. Оплата труда работников устанавливается согласно трудовому законодательству (Статья 147 ТК РФ) [16]. Для сотрудников предусмотрен отпуск в 40 календарных дней. На работах с вредными или опасными условиями труда, работникам бесплатно выдаются, прошедшие обязательную сертификацию, специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты (Статья 221 ТК РФ) [16].

8.2.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Геофизические работы в скважинах должны производиться в присутствии представителя «Заказчика» под руководством ответственного специалиста геофизического предприятия (подрядчика).

Геофизические работы разрешается проводить только в специально подготовленных скважинах. Подготовленность объекта работ подтверждается актом в соответствии с действующими техническими инструкциями на данный вид работ. Подготовка должна обеспечить безопасную и удобную эксплуатацию наземного

При размещении скважинного оборудования на искусственных сооружениях геофизическое оборудование, аппаратура и материалы размещаются согласно схемам, совместно разработанным и утвержденным «Заказчиком» и геофизическим предприятием с учетом размеров и конструктивных особенностей МБУ (эстакады).

Электрооборудование буровой установки перед проведением геофизических работ должно быть проверено на соответствие требованиям ПУЭ, ПТЭ и ПТБ, стандартов электробезопасности. Обустройство устья скважины должно обеспечивать удобство спуска и извлечения скважинных приборов.

Буровое оборудование скважины должно быть исправно для обеспечения возможности использования его во время проведения всех геофизических работ.

Геофизические работы через бурильные трубы допускается проводить только по плану, совместно утвержденному буровой и геофизической организациями. Перед проведением геофизических работ буровой инструмент и инвентарь должны быть размещены и закреплены так, чтобы не мешать работе геофизической партии (отряда). Между каротажной станцией и устьем не должны находиться предметы, препятствующие движению кабеля и переходу людей, а также ограничивающие видимость устья скважины

машинистом лебедки каротажного подъемника.

Площадка у устья и приемные мостки должны быть исправны и очищены от бурового раствора, нефти, смазочных материалов, снега, льда. При невозможности уборки мешающих переходам и переноске скважинных приборов предметов, над ними должны устраиваться переходы (трапы, мостки). Кабель, соединяющий геофизическое оборудование с электросетью, должен подвешиваться на высоте не менее 0,5 м от земли. Подключать геофизическое оборудование к источнику питания необходимо по окончании сборки и проверки электросхемы станции. Скважинные приборы массой более 40 кг допускается переносить с помощью специальных приспособлений (носилки, ремней, клещевых захватов и т.д.). Прочность крепления скважинных приборов, аппаратов и грузов к кабелю должна быть не более $2/3$ разрывного усилия кабеля. Длина кабеля должна быть такой, чтобы при спуске скважинного снаряда на максимальную глубину на барабане лебедки оставалось не менее половины последнего ряда витков кабеля. Контроль за спуском (подъемом) скважинных снарядов должен выполняться по показаниям измерителей скорости, глубин и натяжений кабеля. Во избежание затаскивания скважинных приборов на блок на кабеле должны быть установлены три хорошо видимые метки. Скорость подъема кабеля при подходе скважинного прибора к башмаку обсадной колонны и после появления последней предупредительной метки должна быть снижена до 250 м/ч. Каротажный подъемник (каротажная станция) должен фиксироваться на месте установки стояночным тормозом, упорными башмаками (подколками, якорями) так, чтобы исключалось его смещение при натяжении кабеля, равном максимальной грузоподъемности лебедки. Перед началом работ на скважине должна проверяться исправность систем тормозного управления, кабелеукладчика, защитных ограждений подъемника, надежность крепления лебедки к раме автомобиля, целостность заземляющих проводников геофизического оборудования. В процессе выполнения работ после подачи предупредительного сигнала запрещается нахождение людей в пределах опасных зон. Усилие натяжения кабеля при "расхаживании" с целью освобождения от прихвата не должно превышать 50 % его разрывного усилия. При необходимости обрыва кабеля должны быть приняты дополнительные меры предосторожности.

Перед спуском скважинных приборов, содержащих взрывчатые и радиоактивные вещества, необходимо провести контрольное шаблонирование: диаметр шаблона должен быть не менее, а длина и масса - не более соответствующих размеров и массы скважинного снаряда (прибора).

Выполнение геофизических работ должно быть приостановлено при:

а) сильном поглощении бурового раствора (с понижением уровня более 15 м/ч);

б) возникновении затяжек кабеля, неоднократных остановках скважинных снарядов при спуске (за исключением случаев остановки снарядов на известных уступах или в кавернах);

в) ухудшении метеоусловий: снижении видимости менее 20 м, усилении ветра до штормового (более 20 м/с), сильном обледенении.

При возникновении на скважине аварийных ситуаций, угрожающих жизни и здоровью людей (пожар, выброс токсичных веществ, термальных вод и т.д.), работники геофизического подразделения должны немедленно эвакуироваться в безопасное место [16].

8.3. Производственная безопасность

Проектируемые работы предусматривается проводить в полном соответствии с Правилами безопасности при геологоразведочных работах ПБ [08-37-2005].

Геофизические работы имеют ряд специфических особенностей, связанные с особенностями методики измерений (ненормированный рабочий день, тяжелые погодные условия проведения работ.), конструктивными особенностями исследовательской аппаратуры (работа с электрическими устройствами, радиоактивными веществами, негабаритными и тяжёлыми механическими приборами). Это требует разработки специальных мероприятий по технике безопасности и противопожарной защите.

Для целостного представления обо всех выявленных вредных и опасных факторах на рабочем месте и связи их с запроектированными видами работ составлена обобщающая таблица. Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (табл. 8.1) (ОВПФ) проведена с использованием «Классификации вредных и опасных производственных факторов по ГОСТ 12.0.003-2015 (с измен. № 1, утвержденным в октябре 1978 г., переиздание сентябрь 1999 г.)» [17].

Таблица 8.1 Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при проведении геофизических исследований скважин

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ		Нормативные документы
	Полевой	Камеральный	
1	2	3	4
1. Отклонения показателей климата на открытом воздухе	+	-	ГОСТ 12.1.019-2017 ГОСТ 12.1.005-88 ГОСТ 12.1.003-2014 ГОСТ 12.2.003-91 ГОСТ 12.2.062-81 ГОСТ 12.4.125-83 ГОСТ 12.1.004-91 ГОСТ 12.0.003-2015 ГОСТ 12.1.006-84 ГОСТ 12.1.008-76 ГОСТ 12.1.019-79 ГОСТ Р 12.1.019-2009 ГОСТ 12.1.030-81 ГОСТ 12.1.038-82 ГОСТ 12.4.124-83 ГОСТ 26522-85 СанПиН 2.2.4.548-96 СНиП 23-05-95 СНиП 2.01.28-85 СанПиН 2.2.4.548-96 СНиП 41-01-2003 РД 153-39.0-072-01 Р 2.2.2006-05
2. Тяжесть и напряженность физического труда	+	-	
3. Повреждения в результате контакта с животными и насекомыми	+	-	
4. Превышение уровня ионизирующих излучений	+	-	
5. Превышение уровней шума и вибрации	+	+	
6. Отсутствие или недостаток естественного света	+	+	
7. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	
8. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	+	+	
9. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+	-	
10. Электрический ток	+	+	
11. Короткое замыкание	+	+	
12. Статическое электричество	+	+	

8.4. Анализ вредных производственных факторов

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Проведение полевых работ на Дерябинском месторождении запланировано в зимнее время года. Климатические условия в районе проведения работ можно охарактеризовать как суровые, до минус 62°C зимой, с частыми осадками.

Погодные условия значительно осложняют обеспечение безопасности в процессе обслуживания скважин. В соответствии со статьей 109 ТК РФ [16] о производстве работ на открытом воздухе при пониженных температурах, сказано, что: при работе на открытом воздухе при температуре минус 29°C с ветром силой не менее 3 баллов и при температуре минус 35°C без ветра, работающим должны предоставляться перерывы для обогрева. Продолжительность обогрева должна быть не менее 10 мин через каждый час работы. При температуре минус 39°C с ветром силою не более 3 баллов без ветра минус 40°C работы на открытом воздухе прекращаются. ГИС запрещается проводить во время пурги, буранов и при сильных морозах.

В качестве средств индивидуальной защиты при работе на открытом воздухе в сильные морозы применяется спецодежда четвертого класса. Данного класса спецодежда используется в климатическом поясе при температуре минус 41°С и скорости ветра 1,3 м/с.

Тяжесть и напряженность физического труда

В соответствии с Р 2.2.2006-05 [18] класс условий труда оценен как «вредный». Работы, предусматриваемые данным проектом, будут выполняться полевой каротажной партией, состоящей из четырех человек. Специфика ГИС в том, что производственный процесс каротажа - процесс непрерывный, длительный и утомительный.

Персонал, занятый в данном виде исследований, работает вахтовым методом с ненормированным рабочим днем. Бытовые и природные полевые условия отражаются на физическом и нервно-эмоциональном состоянии рабочего персонала, приводит к нервному и физическому истощению. Для профилактики утомления предусмотрены технические, медико-биологические и организационные мероприятия. А конкретно:

контроля состояния условий труда работника на соответствие действующим санитарным правилам и нормам, гигиеническим нормативам и получения санитарно-эпидемиологического заключения;

установления приоритетности проведения профилактических мероприятий и оценки их эффективности;

создания банка данных по условиям труда на уровне организации, отрасли и др.;

аттестации рабочих мест по условиям труда и сертификации работ по охране труда в организации;

составления санитарно-гигиенической характеристики условий труда работника;

анализа связи изменений состояния здоровья работника с условиями его труда (при проведении периодических медицинских осмотров, специального обследования для уточнения диагноза);

расследования случаев профессиональных заболеваний, отравлений и иных нарушений здоровья, связанных с работой.

Оптимальные параметры климата на рабочих местах (табл. 8.2) должны соответствовать величинам, приведенным в таблице, применительно к выполнению работ различных категорий в холодный и теплый периоды года. По интенсивности общих энергозатрат организма в процессе труда работа с ПЭВМ относится к категории работ Ia.

Таблица 8.2 Оптимальные величины и фактические показатели климата в рабочей зоне производственных помещений при работе в компьютерном помещении ГОСТ 12.1.005-88 [31] и СанПиН 2.24.548-96 [32]

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С		Температура поверхностей, °С		Относительная влажность воздуха, %		Скорость движения воздуха, м/с	
		Фактич.	Оптим.	Фактич.	Оптим.	Фактич.	Оптим.	Фактич.	Оптим.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Холодный	Ia	23	22-24	23	21-25	50	60-40	0,1	0,1
теплый	Ia	24	23,25	24	22-26	50	60-40	0,1	0,1

Повреждения в результате контакта с животными и насекомыми

Профилактика природно-очаговых заболеваний имеет особое значение в полевых условиях. Разносят их насекомые, дикие звери, птицы и рыбы. Наиболее распространенные природно-очаговые заболевания весенне-летний клещевой вирусный энцефалит, иксодовые клещевые боррелиозы, туляремия, клещевые риккетсиозы.

Для выполнения работ в районах, отнесенных к природным очагам распространения энцефалита, могут привлекаться специалисты, не имеющие медицинских противопоказаний, а также прошедшие вакцинацию/ревакцинацию против клещевого энцефалита. При нарушении курса вакцинации (отсутствии документально подтвержденного полноценного курса) необходимо проводить серологическое исследование крови на напряженность иммунитета; при обнаружении в сыворотке крови обследуемого антител к вирусу КЭ (IgG) в защитном титре (1:100 и более) следует продолжить курс вакцинации а при отсутствии защитного титра антител у ранее привитого или отсутствии возможности проведения данных исследований – проводится вакцинация по первичному курсу.

Для предотвращения укусов клещей все работники партии будут обеспечены энцефалитными костюмами, индивидуальными медицинскими пакетами и средствами защиты (специальные мази, кремы, лосьоны, репелленты, спреи) (ГОСТ 12.1.008-76 [19]).

Мероприятия по борьбе с иксодовыми клещами проводят в соответствии с общими требованиями к проведению дезинсекционных мероприятий в природных очагах инфекционных заболеваний. Допускается использование средств, разрешенных к применению с этой целью в установленном порядке (прошедших процедуру государственной регистрации и включенных в Реестр продукции, прошедшей государственную регистрацию) в соответствии с инструкцией по применению.

Превышение уровней шума и вибрации

Проведение геофизических работ влечет за собой повышение уровня шума и вибраций в следствии применения различного оборудования и устройств при спуско-подъемных операциях, бурения, работы дизельных электростанций и т.д. В результате исследований установлено, что шум ухудшает условия труда и оказывает вредное воздействие на организм человека. В соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-2014 [21] установлены нормы шума и вибрации, которые приведены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня ГОСТ (12.1.003–2014)

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	3	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Постоянные рабочие в производственных помещениях	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Основные мероприятия по борьбе с шумом и вибрацией: виброизоляция оборудования буровой установки; звукоизоляция кожухами механизмов буровой установки; использование звукопоглощающих материалов в рабочих помещениях; использование средств индивидуальной защиты (противошумные наушники, специальная обувь, стельки, наколенники, рукавицы, перчатки, полуперчатки, наладонники) [21]. Основным документом, регламентирующим уровень вибрации на рабочих местах, является СН 2.2.4/2.1.8.566-96 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий» [35]. К основным методам борьбы с вибрацией можно отнести:

1. звукопоглощение и виброизоляция;
2. уменьшение шума и вибрации в источнике их возникновения: совершенствование конструкции (расчёт фундамента, системы амортизаторов или виброизоляторов);
3. рациональное размещение работающего оборудования и цехов;
4. установка глушителей шума и вибрации, экранов, виброизоляторов;
5. вынесение шумящих агрегатов и устройств от мест работы и проживания людей, зонирование;
6. применение средств индивидуальной защиты (для защиты от шума: беруши,

наушники).

Недостаточная освещенность

При проведении ГИС в ночное время суток рабочая зона (лебедка подъемника, мостки, лестницы и входы на буровую, роторная площадка) во избежание травматизма и аварийных ситуаций, должна искусственно освещаться. Необходимые нормы освещенности рабочей зоны приведены в таблице 8.4.

Таблица 8.4 Нормы искусственного освещения [СП 52.13330.2011] [22]

Места освещения	Освещенность, лк
Рабочие места у бурового станка (ротора, Лебедки)	40
Щиты контрольно-измерительных приборов	50
Площадка для кронблока	25
Двигатели, насосы	25
Лестницы, входы на буровую, приемный мост промывочной жидкости	10
На стенах	500
На рабочем столе	300

Рабочее освещение должно создавать равномерную освещенность и яркость рабочей поверхности, исключать возможность образования резких теней, обеспечивать правильную цветопередачу, быть экономным, надежным и удобным в эксплуатации. Рабочее освещение нормируется в зависимости от разряда зрительной работы, контраста объекта с фоном и характеристикой фона.

Естественное и искусственное освещение помещений, где производятся камеральные работы должно соответствовать СНиП 23-05-95 [22]. Нормы освещённости зависят от принятой системы освещения. Так, при комбинированном искусственном освещении, как более экономичном, нормы выше, чем при общем. При этом освещённость, создаваемая светильниками общего освещения, должна не менее 300-500 лк, а комбинированная – 750 лк. Для ограничения неблагоприятного действия пульсирующих световых потоков газоразрядных ламп установлены предельные значения коэффициентов пульсации освещённости рабочих мест в пределах 10-20% в зависимости от разряда зрительной работы. Для обеспечения нормируемых показателей освещенности проводят чистку стекол, оконных рам и светильников, проводят замену перегоревших ламп 2 раза в год. Рассматриваемое камеральное 88 помещение удовлетворяет требованиям, предъявляемым к искусственному и естественному освещению на производстве.

Отклонение показателей микроклимата в помещении

Отклонение показателей микроклимата в помещении Оптимальные и допустимые

нормы микроклимата для работ разной категории тяжести указаны в ГОСТ 12.1.005-88 [31], СанПиН 2.2.4.548-96 [32]. Отопление помещений проектируется в соответствии с требованиями Свод правил СП 60.13330.2012 [36]. В камеральном помещении необходимо обеспечить приток свежего воздуха, количество которого определяется технико-экономическим расчетом и выбором схемы системы вентиляции. Минимальный расход воздуха определяется из расчета 50-60 м³/час на одного человека. При небольшой загрязненности воздуха кондиционирование помещений осуществляется с переменными расходами наружного и циркуляционного воздуха. При значительном загрязнении в зависимости от эксплуатационных затрат на очистку воздуха расходы наружного и циркуляционного воздуха должны определяться технико-экономическим расчетом. Системы охлаждения и кондиционирования устройств ЭВМ должны проектироваться исходя из 90 % циркуляции.

8.4.1. Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению

Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека

При проведении полевых работ несут опасность поражения электрическим током токоведущие элементы каротажной станции (подъемник, блок питания, электроприводы и скважинные приборы работающие от электричества).

Причинами поражения электрическим током могут послужить: повреждение изоляции электропроводки, неисправное состояние электроустановок, случайное прикосновение к токоведущим частям (находящимся под напряжением). Поэтому работа на каротажных станциях требует помимо соответствующей квалификации персонала большого внимания и строгого соблюдения правил электробезопасности. При работе с электрооборудованием нужно соблюдать электробезопасность [23].

Мерами защиты от поражения током являются: обеспечение недоступности токоведущих частей, находящихся под напряжением, для случайного прикосновения; защитное разделение сети; устранение опасности поражения при появлении напряжения на корпусах, кожухах и других частях электрооборудования.

Подключать кабель к источнику питания разрешается только по окончании сборки всех коммуникаций каротажной станции. Кабель, соединяющий оборудование станции с электросетью подвешивается на высоте не менее 0,5 м и располагается в стороне от проходов и дорог. Проверку работы или поиск неисправностей в каротажной станции, находящейся под напряжением, должны производить не менее чем два исполнителя [24].

Если необходимо проверить на поверхности исправность скважинного прибора,

разрешается подавать напряжение в схему только после предупреждения об этом работников партии. Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий: устройством электроустановок (недоступность прикосновения человека к токоведущим частям, находящимся под напряжением); устройством защитного заземления; защитой от перехода высокого напряжения в сеть низкого напряжения; применением защитных средств при обслуживании электроустановок; проведением планово-предупредительных ремонтов; применением специальных схем защитного отключения электрооборудования, находящихся в эксплуатации; организационными и техническими мероприятиями по обеспечению безопасности при проведении переключений и ремонтных работ; специальным обучением лиц, обслуживающих электроустановки. Перед выполнением работ необходимо провести первичный инструктаж для сотрудника. Все розетки и щитовые обозначены специальными предупреждающими знаками.

Средства защиты подразделяются на основные и дополнительные. К основным до 1000В относятся: изолирующие клещи, указатели напряжения, диэлектрические перчатки и монтерский инструмент с изолированными рукоятками. Дополнительные до 1000В диэлектрические калоши, коврики и подставки [23].

Электрический ток

По опасности поражения электрическим током, камеральное и лабораторное помещения, относятся к помещениям без повышенной опасности поражения людей электрическим током. Они характеризуются отсутствием условий, создающих повышенную или особую опасность (влажность не превышает 75%; температура не превышает 35°C; отсутствуют токопроводящая пыль и токопроводящие полы - металлические, земляные, железобетонные). Источником электрического тока в помещении могут выступать неисправные электропроводки и электроприборы. Основным электрооборудованием, работающим под напряжением 220В, является персональный компьютер, принтер, плоттер. Основными местами получения электрических травм являются места подключения электрооборудования в сеть. Основная причина смертельных случаев, связанных с поражением электрическим током – нарушение правил работы с электроприборами. Мероприятия по обеспечению электробезопасности: систематическая проверка за качеством изоляции проводов; защитное заземление, с помощью которого уменьшается напряжение на корпусе относительно земли до безопасного значения; зануление; автоматическое отключение; обеспечение недоступности токоведущих частей при работе; регулярный инструктаж по оказанию первой помощи при поражении электрическим током. Нормативные документы: ГОСТ Р

12.1.019-2009 [37], ГОСТ 12.1.030-81 [38], ГОСТ 12.1.038-82 [39].

Статическое электричество

Статическое электричество сопровождает многие технологические процессы, как в виде основного технологического фактора, так и в виде побочного эффекта, нередко негативно влияющего на основной технологический процесс.

ГОСТ 12.4.124-83 [40] предусматривает, что все проводящие элементы технологического оборудования и другие объекты, которые генерируют 21 или накапливают статическое электричество, должны быть заземлены независимо от того, используются ли другие устройства электростатической защиты. Также необходимо заземлить металлические вентиляционные каналы и теплозащитные экраны оборудования и труб, расположенных в мастерской, наружных блоках, стойках и проходах. Более того, эти линии должны быть непрерывными цепями, подключенными к контуру заземления как минимум на двух пересечениях. Заземляющее устройство, предназначенное для защиты от статического электричества, должно иметь сопротивление не более 100 Ом. Особое внимание следует уделить заземлению движущихся объектов или вращению компонентов оборудования, которые не находятся в постоянном контакте с землей.

Короткое замыкание

В пределах территории работ возможно короткое замыкание на землю токоведущих частей и частей оборудования, находящихся под напряжением, в любой точке. В месте перехода тока в землю, если не предусмотрены особые устройства для проведения тока в землю, возникают значительные потенциалы, опасные для людей, находящихся вблизи. Для устранения этой опасности предусматривается установка на подстанции заземляющих устройств, принцип действия которых заключается в выравнивании потенциалов до приемлемых значений. Нормативный документ ГОСТ 26522-85 [41].

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Возникает на всех этапах полевых геофизических работ, но возрастание риска подвергнуться механическому воздействию, а в следствии, получить травму можно при погрузочно-разгрузочных работах, монтаже-демонтаже оборудования на скважине и др.

Геофизическое оборудование и их эксплуатация должны соответствовать нормативным документам (ГОСТ 12.2.003-91 [25]). Меры безопасности, в большинстве, сводятся к неукоснительному соблюдению техники безопасности на буровой.

Управление геофизической аппаратурой должно производиться лицами, имеющими на это право, подтвержденное соответствующими документами. Оборудование, аппаратура и инструмент должны содержаться в исправности и чистоте,

соответствовать техническим условиям завода-изготовителя и эксплуатироваться в соответствии с требованиями эксплуатационной и ремонтной документации. Средства индивидуальной защиты: перчатки с полимерным покрытием, каска защитная, обувь с жестким подноском, очки защитные, костюм из смешанных тканей. Инструменты с режущими кромками и лезвиями следует переносить и перевозить в защитных чехлах и сумках. Запрещается проводить ГИС при неисправном спускоподъемном оборудовании буровой установки или каротажного подъемника.

При работе на скважине каротажные автомашины следует устанавливать так, чтобы были обеспечены хорошая видимость и сигнализационная связь между подъемником, станцией и устьем скважины.

Направляющий блок необходимо надежно закрепить на основании буровой. Подвесной блок нужно надёжно закрепить на талевой системе буровой установки. Запрещается прикасаться к кабелю при движении, наклоняться над ним, а также останавливать его руками при отказе тормозной системы лебедки подъемника.

Во избежание наиболее типичной аварийной ситуации - обрыв кабеля у головки аппарата, необходимо соблюдать следующие условия: строго контролировать движение поднимаемого кабеля по счетчику оборотов и предупредительным меткам, чтобы не пропустить приближение скважинного прибора к устью скважины и своевременно подать соответствующие сигналы машинисту подъемной установки; машинист подъемной установки при управлении лебёдкой должен внимательно следить за движущимся кабелем, выходом предупредительных меток и сигналами, подаваемыми с устья скважины. Геофизическое оборудование и их эксплуатация должны соответствовать нормативным документам (ГОСТ 12.2.062-81 [33], ГОСТ 12.4.125-83 [34], ГОСТ 12.2.003-91 [25]).

Места временного или постоянного нахождения работников должны располагаться за пределами опасных зон. На границах зон должны быть установлены защитные ограждения, сигнальные ограждения и знаки безопасности.

Превышение уровня ионизирующих излучений

При исследовании скважин применяются радиоактивные вещества (РВ) применяемые в радиоактивных методах. Источниками излучения служат плутоний – бериллиевые сплавы и сплавы, содержащие радиоактивный изотоп цезия. Уровни допустимого облучения определены в ГОСТ 12.1.006-84 [20].

ГИС относится к 1 категории работ с привлечением радиоактивных веществ. Здесь возможно только внешнее облучение, поэтому необходима защита от гамма-излучения и нейтронного излучения. Для категорий облучаемых лиц устанавливаются три класса

нормативов:

- основные пределы доз (ПД), приведенные в таблице 8.5;
- допустимые уровни монофакторного воздействия (для одного радионуклида, пути поступления или одного вида внешнего облучения), являющиеся производными от основных пределов доз: пределы годового поступления (ПГП), допустимые среднегодовые объемные активности (ДОВА) и среднегодовые удельные активности (ДУА) и другие;
- контрольные уровни (дозы, уровни, активности, плотности потоков и др.). Их значения должны учитывать достигнутый в организации уровень радиационной безопасности и обеспечивать условия, при которых радиационное воздействие будет ниже допустимого.

Таблица 8.5 Мощность эквивалентной дозы, используемая при проектировании защиты от внешнего ионизирующего излучения

Нормируемые документы	Пределы доз, мЗв	
	Персонал (группа А)	Население
Эффективная доза	20 мЗв в год в среднем за любые последовательные 5 лет, но не более 50 мЗв в год	1 мЗв в год в среднем за любые последовательные 5 лет, но не более 5 мЗв в год
Эквивалентная доза за год в хрусталике глаза	150	15 мЗв
Коже	500	50 Зв
Кистях и сапогах	500	50000 Зв

Защита от радиоактивного излучения при работе с радиоактивными веществами обеспечивается:

- максимально возможным уменьшением активности применяемых РВ;
- применением защитных экранов, использованием индивидуальных средств защиты;
- максимально возможным сокращением времени работы с радиоактивными веществами.

Допускается хранение источников на время производства работ на скважине в транспортном контейнере, закрытом на замок, установленном в подъемнике каротажной станции или на специальной автомашине, прицепе. На скважине переносные контейнеры с источниками хранят на удалении не менее 10 - 15 м от мест нахождения людей и под постоянным наблюдением.

8.5. Экологическая безопасность

При выполнении работ технологическая площадка имеет обваловку периметром 1200 м высотой 0,8 м. На площадке будет организован сбор, хранение и утилизация всех видов отходов производства и потребления. С этой целью для хранения и последующего захоронения различного типа отходов роют земляные амбары. Все амбары обваловываются по периметру. Высота обваловки 0.8 м, ширина по верху не менее 0.5 м. Для обваловки используется вынутый грунт. При этом необходимо тщательно уплотнять и укатывать дамбы, формировать в основании шламовых амбаров противofiltrационный экран; Объемы шламовых амбаров во избежание их переполнения должны соответствовать объему буровых отходов, включающих выбуренные породы, вынесенную из скважины часть бурового раствора и буровые сточные воды (в соответствии с СНиП 2.01.28-85) [26]. Размеры амбаров на плане, их профиль и глубина определяются на площадке строительства категорией грунта, глубиной залегания грунтовых вод и другими характеристиками.

При определении глубины амбаров необходимо учесть, что отметка дна амбара должна быть на 1,0-1,5 метра выше уровня грунтовых вод, а глубина захоронения твердых отходов не менее 1 метра (в соответствии с РД 51-1-96, СНиП 2.01.28-85).

- Сбор и хранение образующихся в процессе бурения жидких отходов бурения и бурового шлама осуществляется в двухсекционном шламовом амбаре (1500 м^3), сюда же по дренажной системе направляются производственно-ливневые сточные воды и перекачиваются хозяйственные стоки. С целью сокращения объемов образования токсичных производственных отходов предусматривается возможность повторного использования отработанного бурового (ОБР) и избыточного бурового раствора на других скважинах после отстоя и реагентной коагуляции.
- В шламовом амбаре очищенный на виброситах и в пескоотделителях ОБР дифференцируется на жидкую и твердую фазы. Жидкая фаза после прохождения *очистки сернокислым алюминием* может быть повторно использована при бурении, а оставшуюся часть раствора и твердую фазу при рекультивации отверждают с помощью цемента и захоранивают (в соответствии с ОСТ 41-98.01-74) [27].
- Для хранения и утилизации продуктов испытания (газ, нефть, фильтрат газифицированной промывочной жидкости) строится односекционный амбар (500 м^3). Сжигание газа и загрязненной нефти будет производиться на горизонтальной факельной установке: от фонтанной арматуры скважины до амбара прокладывается выкидная линия на металлических стойках. Боковые стенки и днище амбара

утрамбовываются водонепроницаемой глиноцементной смесью. Противоположная выкидной трубе стенка амбара имеет скос под углом 45° к поверхности земли, что позволит отклонить факел от устья трубы.

- Под расходными емкостями с ГСМ будут устроены специальные поддоны; для сбора отработанных горюче-смазочных материалов будут оборудованы металлические емкости по 1 м^3 под каждый вид масла (2 шт.). Емкости хранятся на складе ГСМ, отходы вывозятся на подбазу.
- Твердые бытовые отходы жизнедеятельности персонала будут собираться в деревянные контейнеры объемом по 1 м^3 (2 шт.) и в последствии вывозиться в земляной амбар для ТБО, где и будут захоронены при рекультивации.
- Хозяйственно-бытовые сточные воды будут собирать в септики, где стоки периодически обеззараживаются хлорной известью и перекачиваются в амбар для буровых сточных вод.
- Древесные отходы и обтирочный материал, загрязненный маслами хранятся на специальной площадке и сжигаются в пожаробезопасный период на площадке сжигания газа.
- При наличии в разрезе скважины проницаемых горизонтов, содержащих пресные воды, которые могут быть использованы как источник хозяйственно-питьевого водоснабжения, интервалы водоносных горизонтов должны надежно изолироваться, а. применение химических реагентов для обработки бурового раствора должно быть согласовано в установленном порядке [27, 28] Не допускается поглощение буровых растворов коллекторами, насыщенными водами хозяйственно-питьевого назначения.
- По окончании работ будет выполнена рекультивация земель буровых площадок. Для оценки качества рекультивационных работ должны быть проведены химические анализы почвенных образцов на загрязненность. Содержание нефтепродуктов в почве и грунтах не должно превышать значений, указанных в таблице 8.6.

Таблица 8.6 Критерии загрязненности земель после рекультивации

Субстрат	Допустимая концентрация нефтепродуктов, %	
	0-10 см	глубже 10 см
Органогенный (торф, лесная подстилка)	8	5
Пески, супеси, суглинки	2	1
Органо-минеральные	4	2

- Допустимое содержание в почве водорастворимых солей не более 3 г/кг почвы.
- Биологическая рекультивация производится землепользователем (в данном случае лесхозом), которому передается земля по окончании работ, за счет средств бурового предприятия.
- Для повышения пожарной безопасности производства вокруг площадок скважин, расположенных вблизи леса, проектируются пожарозащитные полосы, ширина которых составляет 50 м. Кроме того, по границам площадки прокладывается минерализованная полоса шириной 1,5 м. Площадка комплектуется средствами первичного пожаротушения в соответствии с требованиями пожарной безопасности [30].

8.6. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На объектах обустройства нефтяных и газовых месторождений необходимо предусматривать системы контроля, управления и противоаварийной защиты технологических процессов, предназначенные для своевременного выявления возникновения возможных аварийных ситуаций и предотвращения их развития. Указанные системы должны обеспечивать приведение в действие систем сигнализации и устройств, управляющих технологическим оборудованием, инициирование системы отключения, взаимодействие с другими системами противоаварийной и противопожарной защиты (аварийная вентиляция, установки пожаротушения и пожарной сигнализации).

Аварийное отключение должно обеспечивать перевод технологического оборудования в безопасное состояние (отсечение технологических аппаратов, сброс горючих паров и газов на факельную систему, опорожнение оборудования в закрытую дренажную систему).

При возникновении чрезвычайной ситуации на объекте необходимо провести эвакуацию персонала и приступить к устранению нештатной ситуации, согласно планам эвакуации.

Наиболее вероятной причиной возникновения чрезвычайной ситуации является пожар. Несоблюдение пожарной безопасности происходит из-за неосторожного обращения с огнем, неправильная эксплуатация электрооборудования, неисправности производственного оборудования и нарушение технологического процесса. Нормативный документ ГОСТ 12.1.004-91 [30].

Для ликвидации возможного пожара, средства пожаротушения должны находиться в исправном состоянии и обеспечивать в случае необходимости возможность либо полной ликвидации огня, либо локализации возгорания.

Предотвращение пожаров можно обеспечивать различными способами и средствами: технологическими, строительными, организационно-техническими. Весь противопожарный инвентарь закрепляется за ответственными лицами. Территория базы партии должна содержаться в чистоте и периодически очищаться от сгораемых остатков. Для быстрой ликвидации возможного пожара на территории базы располагается стенд с противопожарным оборудованием согласно ГОСТ 12.1.004-91 [30]. На щитах размещается следующий ручной пожарный инвентарь: ломы, багры, топоры, ведра. Рядом со стендом устанавливается ящик с песком и лопатами, также бочка с водой емкостью 200-250 литров. Все работники, вновь принимаемые на работу, проходят специальную противопожарную подготовку, которая состоит из первичного и вторичного противопожарных инструктажей (с проверкой знаний и навыков) ГОСТ 12.1.004-91 [30]. Ответственность за пожарную безопасность по партии возлагается на начальника партии.

8.7. Заключение

В течение выполнения работ учитывались меры предосторожности, природоохранные меры и действия в чрезвычайных ситуациях при проведении геофизических работ. Необходимо соблюдать все правила и нормы, которые будут влиять на качество работы, состояние работников, работоспособность и окружающую среду. Если эти правила нарушаются, это может вызвать серьезные проблемы, по крайней мере, привести к материальным затратам клиентов и, что еще более вероятно, привести к гибели людей.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном дипломном проекте рассматривалось Дерябинское газоконденсатное месторождение, которое расположено на территории Енисей-Хатангской НГО Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

На основании основных результатов ранее выполненных геолого-геофизических работ проведенных на Дерябинской площади, был выбран и обоснован наиболее оптимальный комплекс геофизических методов исследования в проектируемой скважине на Дерябинском месторождении. Определена методика и техника геофизических работ. Описаны методы интерпретации данных ГИС.

Проведен детальный анализ и обзор информации по геологическому строению месторождения и геолого-геофизической изученности Дерябинского месторождения.

Выполненная работа по составлению проекта геофизических исследований скважин предоставляет дополнительную информацию о территории Дерябинского месторождения, которая в сумме с результатами прошлых лет позволит наиболее эффективно разрабатывать месторождение.

Комплекс геофизических исследований, запроектированный в проектной скважине, позволил решить ряд задач, а именно уточнить положение ВНК, расчленить разрез скважины, выделить коллекторы, определить фильтрационно-емкостные свойства и характер насыщения.

Составленная априорная физико-геологическая модель упростила интерпретацию геофизических данных.

В специальной части рассмотрено использование ядерно-магнитного резонанса, благодаря которому наиболее точно определяются вариации флюидов в коллекторе, улучшающие понимание сложностей добычи нефти и газа.

На основе анализа вредных и опасных факторов, выявленных для проектируемых работ, определены действия этих факторов на организм человека и предложены меры безопасности в чрезвычайных ситуациях и охраны окружающей среды.

Для определения затрат, связанных с выполнением геологического задания, определено время на выполнение отдельных видов работ по проекту, спланировано их последовательное выполнение и определена продолжительность выполнения всего комплекса работ по проекту.

Для проведения комплексных геофизических работ на одной скважине, зарплата составит 289 934 рублей. Сумму затрат на проведение комплексной геофизических

исследований на одну скважину составит 66 426,12 рублей. Камеральные работы составляют 33 213,06 рублей.

ЛИТЕРАТУРА

Опубликованная

1. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003. Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. - 114 с., прил. 3 на 31 листе.
2. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. - М.: Недра, 1969. – 368 с.
3. Вахромеев Г.С., Ерофеев Л.Я., Канайкин В.С., Номоконова Г.Г. Петрофизика. Томск: изд-во Томского Университета, 1997. – 498 с.
4. РД 153-39.0-072-01 «Техническая инструкция по проведению геофизических исследования и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах».
5. Каламкаров Л.В. Нефтегазоносные провинции и области России и сопредельных стран. Изд-во «Нефть и газ», РГУ нефти и газа им. Губкина, 2003. 570 с. Киселёв А.В. «Техническое описание, инструкция по эксплуатации». Прибор комплексный электрического каротажа К1А-723-М. 2001 г.– 22 с.
6. ООО «Нефтегазгеофизика» Модульные скважинные приборы. Комплекс модульных скважинных приборов серии «каскад». <http://www.karotazh.ru>
7. Аппаратура и оборудование для геофизических исследований нефтяных и газовых скважин: Справочник/А. А. Молчанов, В. В. Лаптев, В. Н. Моисеев, Р. С. Челокьян.— М.: Недра, 1987.— 263 с., с ил.
8. Использование ядерно-магнитного резонанса при исследованиях скважин / Д. Аллен, С. Крэри, Б. Фридман [и др.] // Нефтегазовое обозрение. – 2001. – Т. 20, № 4. – С. 4–22.
9. Использование ядерно-магнитного резонанса при исследованиях скважин / Д. Аллен, С. Крэри, Б. Фридман [и др.] // Нефтегазовое обозрение. – 2001. – Т. 20, № 4. – С. 4–22.
10. Дубровский, В. С. Новые возможности ядерно-магнитного каротажа в условиях применения облегченных типов промывочной жидкости / В. С. Дубровский, В. Д. Чухвичев, В. М. Мурзакаев // Каротажник. – 2010. – Вып. 8. – С. 185–187.
11. Новые возможности ядерно-магнитного каротажа / Р. Аккурт [и др.] // Нефтегазовое обозрение. – 2008. – Т. 20, № 4. – С. 4–27.
12. Каталог услуг ГИС и ПВР // Приборы ядерно-магнитного каротажа // Шлюмберже

13. Глухов В. В. Менеджмент: Учебник. 2-е изд. испр. и доп. - СПб.: Издательство "Лань", 2002. – 528 с., ил.
14. Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ (ПОСН 81-2-49). 2-е изд. испр. – М. 2000.
15. Асаул, А.Н. Взаимодействие государства и бизнеса в решении социальных проблем / А.Н. Асаул // Экономическое возрождение России. – 2010. – № 2 (24). – С. 4-7.
16. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 13.07.2015) // Собрание законодательства РФ. – 07.01.2002.
17. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
18. Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство, по гигиенической оценке, факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.
19. ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования.
20. ГОСТ 12.1.006-84. Система стандартов безопасности труда. Электромагнитные поля радиочастот. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля.
21. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
22. СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение (с Изменением N 1).
23. ГОСТ 12.1.019-2017. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
24. РД 153-39.0-072-01. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах, 2001. – 202 с.
25. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
26. СНиП 2.01.28-85. Пособие по проектированию полигонов по обезвреживанию и захоронению токсичных промышленных отходов.
27. ОСТ41-98 01-74. Участки земельные занимаемые при сооружении геологоразведочных скважин. М.: Министерство геологии, 1974, 10с. УДК 622.24.05.002.2.001.2 Группа Г 02 СССР.
28. Методические рекомендации о порядке согласования условий и выдачи разрешений на природопользование. М.: ВНИЦ "Экология", 1990.
29. Перечень и коды веществ, загрязняющих атмосферу. М.: Госкомприрода, 1991, 558 с.
30. ГОСТ 12.1.004-91. ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования

(01.07.92).

31. ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

32. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

33. ГОСТ 12.2.062-81. Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Ограждения защитные.

34. ГОСТ 12.4.125-83. Система стандартов безопасности труда. Средства коллективной защиты работающих от воздействий механических факторов. Классификация.

35. СН 2.2.4/2.1.8.566-96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий (от 31 октября 1996 г. N 40.)

36. Свод правил СП 60.13330.2012. "СНиП 41-01-2003. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха". Актуализированная редакция СНиП 41-01-2003 (утв. приказом Министерства регионального развития РФ от 30 июня 2012 г. N 279) (с изменениями и дополнениями).

37. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты (ИУС 11-2010)

38. ГОСТ 12.1.030-81. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.

39. ГОСТ 12.1.038-82. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.

40. ГОСТ 12.4.124-83. Система стандартов безопасности труда. Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования.

41. ГОСТ 26522-85. Короткие замыкания в электроустановках. Термины и определения.